

**Strategia energetică a
României
2019-2030,
cu perspectiva anului
2050**

Material realizat sub coordonarea Federației Asociațiilor de Consumatori

Strategia energetică a României 2019-2030, cu perspectiva anului 2050

Având în vedere schimbările ce se petrec la nivel mondial și european, revizuirea Strategiei Energetice Naționale devine esențială dat fiind faptul că în concordanță cu obiectivele noii politici a UE, pentru o Energie Competitivă și Sigură, acesta trebuie să exprime în mod clar atât principalele obiective, cât și definirea priorităților de acțiune – conștientizând astfel faptul că toate acestea conlucrează în contextul unei piețe libere.

Sinteze privitoare la constituirea Strategiei Energetice a României 2018 -2030, cu perspectiva anului 2050, cuprinzand urmatoarele aspecte :

- Securitatea aprovizionării cu energie și asigurarea dezvoltării economico – sociale, în contextul unei viitoare cereri de energie în creștere;
- Asigurarea competitivității economice prin menținerea unui preț suportabil la consumatorii finali;
- Protecția mediului prin limitarea efectelor schimbărilor climatice.

Pentru a răspunde acestor trei deziderate majore, România va avea în vedere realizarea unui mix energetic diversificat, echilibrat, cu utilizarea eficientă a tuturor resurselor de energie primară interne, precum și a tehnologiilor moderne ce permit utilizarea pe termen lung a combustibililor fosili cu emisii reduse de gaze cu efect de seră, a surselor de energie regenerabilă, precum și energia nucleară.

Redresarea treptată a economiei României și a economiilor regionale va conduce la revenirea într-un ritm mai lent a consumului de energie electrică, pe fondul eficienței energetice sporite și, de asemenea, a prețurilor energiei electrice, având în vedere obiectivul consumatorilor industriali de a rămâne competitivi la nivel regional și mondial, în continuare cea mai mare ponderea a consumului de energie primară fiind tot în domeniul energiei termice.

Strategia Energetică a României pentru perioada 2019-2030 cu perspectiva anului 2050 este promovată de către Ministerul Energiei, în calitate de titular al strategiei.

Obiectivul general al acestei Strategiei îl constituie creșterea sectorului energetic în condiții de sustenabilitate. La îndeplinirea obiectivului general vor contribui și cele opt obiective strategice care structurează întregul demers de analiză și planificare pentru perioada 2019-2030 cu perspectiva anului 2050, cu respectarea reperelor naționale, europene și globale care influențează și determinările politice și deciziile în domeniul energetic.

Strategia Energetică a României a fost realizată pentru orizontul de timp 2019-2030, cu perspectiva anului 2050, ținând cont de necesitățile și de obligațiile internaționale ale României, dar și de realizarea scenariului optim de dezvoltare a sistemului energetic național pentru acest moment.

Procedura de evaluare de mediu a fost demarată la începutul anului 2017, pe parcursul derulării procedurii apărând necesitatea actualizării Strategiei Energetice. Astfel a fost realizată o primă versiune, intitulată "Strategia Energetică a României 2016-2030, cu perspectiva anului 2050", publicată în 19 decembrie 2016, ulterior fiind elaborate versiunea actualizată a Strategiei pentru perioada 2019-2030, cu perspectiva anului 2050.

Această strategie ține cont de schimbările produse în ultima perioadă la nivel național și mondial (Programul de Investiții Strategice de interes național și includerea în lista resurselor energetice primare – hidroenergia, energia eoliană și solară, deșeurile cu destinație energetică și energia geotermală).

La finalizarea acestor procedurii cuprinse între anii 2019-2030, cu perspectiva anului 2050 se va

emite *Avizul de Mediu*, în baza unui Raport de mediu și a Studiului de Evaluare Adekvată, care poate suferi modificări în cadrul procedurii menționate mai sus. În cazul în care SER 2019-2030, cu perspectiva anului 2050 va suferi modificări se va notifica autoritatea competentă de protecția mediului, care va decide dacă se va derula o nouă procedură SEA. SER 2019-2030, cu perspectiva anului 2050 ține cont și de schimbările petrecute în ultimii ani la nivel mondial și național, ea reprezentând documentul premergător

Planului Național Integrat Pentru Energie și Climă (PNESC).

1. Analiza contextului global, european, regional;

STAREA ACTUALĂ A MEDIULUI

Caracterizarea stării actuale a mediului a fost realizată pe baza datelor și informațiilor referitoare la teritoriul național disponibile la momentul elaborării Raportului de mediu. Analiza stării actuale a mediului a fost realizată pentru fiecare aspect de mediu relevant. Aspectele de mediu relevante considerate sunt următoarele: aer, apă, sol, schimbări climatice, biodiversitate, conservarea și utilizarea eficientă a resurselor naturale eficiența energetică, populație și sănătate umană, peisajul natural, aspecte culturale, transport durabil, creșterea gradului de conștientizare asupra problemelor de mediu. Producerea de energie este o formă de dezvoltare ce generează unele dintre cele mai importante efecte negative asupra mediului, fiind totuși esențială pentru bunăstarea umană.

AER

Sectorul energetic este unul dintre sectoarele cu cea mai mare influență asupra calității aerului, concretizată prin următoarele efecte:

- Creșterea emisiilor de gaze cu efect de seră;
- Poluarea mediului cu hidrocarburi;
- Poluarea aerului provenită din stocarea pe termen lung a deșeurilor miniere (halde de steril neacoperite);

Activitatea energetică este responsabilă de existența poluanților de peste 50% din emisiile de metan și monoxid de carbon, aproximativ 70% din emisiile de dioxid de sulf, aproximativ 50% din emisiile de oxizi de azot, aproximativ 80% din cantitatea de pulberi în suspensie evacuate în atmosferă și aproximativ 80% din emisiile de dioxid de carbon.

În calitate de stat membru al Uniunii Europene și ca parte a Convenției UNECE13/CLRTAP14, România transmite anual estimări ale emisiilor de poluanți atmosferici care cad sub incidența Directivei 2001/81/CE privind plafoanele naționale de emisii (transpusă în legislația națională prin HG 283/2017 pentru modificarea HG 1856/2005 privind plafoanele naționale de emisie pentru anumiți poluanți atmosferici) și a protocoalelor convenției mai sus menționate.

O altă responsabilitate a statelor membre este cea a respectării plafoanelor de emisii prevăzute de Protocolul de la Gothenburg, prin adoptarea de măsuri de reducere a impactului

activităților antropice asupra mediului. Astfel, România are obligația de a reduce limitele anuale de gaze cu efect acidifiant și eutrofizare și precursori ai ozonului, sub valorile de 918 kt pentru dioxid de sulf (SO₂), 437 kt pentru oxizii de azot (NO_x), 523 kt pentru compuși organici volatili (NMVOC) și 210 kt pentru amoniac (NH₃).

Convenția de Aarhus;

Convenția din 1979 asupra poluării atmosferice transfrontiere pe distanțe lungi, încheiată la Geneva la 13 noiembrie 1979.

Mai jos vom prezenta dinamica principalilor poluanți (SO₂, NO_x) estimată pentru perioada 2000-2015, precum și prezentarea principalilor poluanți.

Oxizii de sulf (în special SO₂ – dioxidul de sulf) provin în special din sursele staționare și mobile, prin arderea combustibililor fosili. Dioxidul de sulf este un gaz incolor cu miros înăbușitor și pătrunzător, care este transportat la distanțe mari datorită faptului că se fixează ușor pe particulele de praf, iar în reacție cu vaporii de apă formează acidul sulfuric sau sulfuros, care duc la apariția ploilor acide. Pentru orizontul de timp 2019- 2030 din cantitatea totală de emisii de SO₂ la nivel național a rezultat din 5 activități industriale. Astfel, aportul cel mai mare a fost din sectorul energetic: aproximativ 95% din centrale termice și alte instalații de ardere, urmate de rafinării de petrol și gaze cu aproximativ 2,5%, industria de producere a cimentului și a varului, de producere a fontei și a oțelului și cele de topire a metalelor neferoase însumează aproximativ 2,25%

(Sursa: Raport starea mediului în România pentru anii 2019-2030).

Dinamica emisiilor de SO₂ din sectorul energetic, raportat la nivelul emisiilor totale pentru perioada 2019-2030

Se poate observa că pentru perioada analizată emisiile de SO₂, atât cele totale, cât și cele din sectorul energetic nu au depășit plafoanele alocate pentru perioadele de timp analizate, respectiv 2010 și 2014. Se poate constata însă o descreștere a emisiilor de SO₂ începând cu anul 2008. De asemenea emisiile de SO₂ din sectorul energetic au ponderea cea mai mare din totalul emisiilor, pentru toată perioada de timp analizată.

Oxizii de azot (NO_x) rezultă din procesele de ardere a combustibililor în surse staționare și mobile sau din procese biologice. Monoxidul de azot este cel mai răspândit oxid al azotului rezultând din combinarea azotului cu oxigenul la temperaturi înalte. Principalul "furnizor" de emisii de NO_x este industria energetică, transportul, arderile din industria prelucrătoare, dar și procesele de producție.

Pentru orizontul de timp 2010-2016 din cantitatea totală de emisii de NO_x la nivel național a rezultat din 13 activități industriale. Astfel, aportul cel mai mare a fost din sectorul energetic: aproximativ 67% din centrale termice și alte instalații de ardere, urmate de industria fabricării cimentului sau varului și ciment în cuptoare rotative cu aproximativ 13%, industria de îngrășăminte pe bază de fosfor, azot și potasiu cu aproximativ 6%, instalațiile de producere a fontei brute cu aproximativ 5%, rafinării de petro, și gaze cu aproximativ 2,5% (Sursa: Raport starea mediului în România pentru anii 2010-2016).

Dinamica emisiilor de NO_x din sectorul energetic, raportat la nivelul emisiilor totale pentru perioada 2019-2030

Studiile arată analizată emisiile de NO_x, pentru perioada 2000-2005 emisiile totale au depășit plafonul prevăzut în Protocolul de la Gothenburg, în schimb cele din sectorul energetic aflându-se sub această valoare.

Pentru perioada 2006-2014 atât cele totale, cât și cele din sectorul energetic nu au depășit plafoanele alocate pentru perioadele de timp analizate. Pentru perioada 2008- 2014 se

constată o descreștere a emisiilor de NOx din sectorul energetic, chiar dacă emisiile totale au fluctuații variabile.

La nivel național, efectul de acidifiere al poluanților provine, în principal, din sectorul de activitate energie, pentru dioxidul de carbon și oxizii de azot și din agricultură pentru amoniac.

La nivelul anului 2015, emisiile de substanțe cu efect acidifiant cu cea mai mare pondere provin din sectoarele de activitate sunt producția de aluminiu cu valori semnificative pentru dioxidul de sulf, urmată de producția de acid azotic cu valori semnificative pentru oxizii de azot.

Ținând cont de plafoanele pentru 2010 și prevederile Protocolului Gothenburg revizuit privind reducerea emisiilor de poluanți atmosferici, angajamente care trebuie îndeplinite până în anul 2020, se observă că evoluția emisiilor de poluanți cu efect de acidifiere la nivel național pe întreaga perioadă analizată urmează un trend descendent către pragul impus în prevederile Protocolului Gothenburg revizuit.

În cadrul SER 2019-2030, cu perspectiva anului 2050 este prezentat mixul energetic pentru 2020, 2030 și 2050 astfel:

Sursele de energie și ponderea lor la mixul energetic pentru orizonturile de timp 2020-2030-2050, se poate observa o scădere a ponderii cărbunelui din mixul energetic, ceea ce va duce și la scăderea gazelor cu efect de seră. De asemenea, se poate observa și o scădere a ponderii gazelor naturale din

mixul energetic, ceea ce va conduce la scăderea compușilor (CO₂, CO, NO₂, SO₂ etc.) rezultați din ardere.

Pentru orizonturile de timp 2020-2030-2050, se poate observa o creștere a componentelor din surse regenerabile din mixul energetic pentru orizontul de timp 2020-2030 și menținere a acestora pentru orizontul de timp 2030-2050.

Conform Planului Național de Tranziție, în 2016 existau 33 de instalații mari de ardere care intră sub incidența prevederilor capitolului III al Directivei 2010/75/UE privind emisile industriale sunt prezentate instalațiile mari de ardere, emisiile (dioxid de sulf, oxizi de azot și pulberi), măsurile care se impun de remediere a instalațiilor acolo unde este cazul.

Situația actuală a corpurilor de apă de suprafață

Următoarele categorii de ape de suprafață se găsesc la nivel național:

- Râuri permanente – 55.535 km (70% din totalul cursurilor de apă);
- Râuri nepermanente – 23.370 km (30% din totalul cursurilor de apă);
- Lacuri naturale – 116 cu suprafața mai mare de 0,5 km², dintre care 54% sunt în

Delta Dunării;

- Acumulări – 242 cu suprafața mai mare de 0,5 km²;
- Ape tranzitorii – 781,37 km²;
- Ape costiere – 571,8 km².
-

La nivel național, caracterizarea calității apei se face pe bazine hidrografice prin evaluarea globală a rezultatelor analitice obținute periodic, în cadrul campaniilor de prelevare în conformitate cu programul de monitoring stabilit.

Resursele de apă de suprafață ale țării noastre au ca sursă de proveniență două categorii majore: fluviul Dunărea și râurile interioare, inclusiv lacurile naturale. La nivelul anului 2017, resursa corespunzătoare fluviului Dunărea la intrarea în țară a fost de 71429 mld. mc, iar resursa naturală de apă provenită din râurile interioare a reprezentat un volum scurs de

29228 x 106 mc, cu 28% mai mică față de media resursei naturale de apă din perioada 2012-2016

Resursa teoretică reprezintă stocul mediu anual constituit din totalitatea resurselor naturale de apă de suprafață și subterane, iar resursa tehnic utilizabilă este cota parte din resursa teoretică ce poate fi prelevată pentru a servi la satisfacerea cerințelor de apă ale economiei.

Corpurile de apă sunt afectate semnificativ de către alterările hidromorfologice, dar și de un număr semnificativ de proiecte care au ca scop asigurarea apărării împotriva inundațiilor, producerea de energie electrică, navigație, în diferite stadii de planificare și implementare care contribuie la alterarea fizică a corpurilor de apă. Menționăm faptul că implementarea acestor proiecte, presiuni, să conducă la deteriorarea stării corpurilor de apă, lucru confirmat sau nu, în cadrul studiilor care fac parte din cadrul procedurii de evaluare a impactului asupra mediului.

O importanță deosebită în cazul de față îi va fi acordată sectorului energetic unde, o mare cantitate de apă este utilizată pentru răcirea instalațiilor. La nivelul anului 2017, pe lângă volumul de apă uzată de 1890,8 milioane mc evacuat din diferite instalații industriale, se adaugă o cantitate de 2905,16 milioane mc ce reprezintă apa de răcire provenită preponderent din industria energetică.

Pe lângă evacuarea apei utilizată la răcirea instalațiilor de producere a energiei electrice, apele uzate reprezintă o altă categorie de apă cu folosință energetică. Intensitatea impactului depinde de două caracteristici principale ale apelor uzate: debitul efluent și încărcarea cu substanțe poluante. În acest context, conform datelor prezentate în *Sinteza calității apelor din România în anul 2017*¹⁵, la nivel național au fost identificate următoarele domenii de activitate economică ce au o contribuție însemnată la construirea potențialului de poluare:

- captarea și prelucrarea apei pentru alimentarea populației;
- prelucrări chimice;
- energia electrică și termică;
- industria metalurgică și construcții de mașini;

- industria extractivă.

Apele subterane

Apele subterane reprezintă cea de-a doua sursă de alimentare cu apă, atât a populației, cât și a obiectivelor industriale, inclusiv cele energetice. Regimul natural al apelor subterane a suferit, în timp, o serie de modificări cantitative și calitative. Aceste modificări sunt datorate atât folosirii ca sursă de alimentare cu apă potabilă și industrială, prin executarea unor lucrări hidrotehnice și hidroameliorative, cât și acțiunii factorilor poluanți.

Pe teritoriul țării au fost delimitate 142 de corpuri de apă subterană dintre care 91 sunt utilizate în scop industrial, inclusiv în scop energetic. Conform Raportului privind starea mediului din România la nivelul anului 2016 au fost identificate 19 corpuri de apă subterană care nu atingeau starea chimică bună datorită următorilor parametri: azotați și amoniu, pentru care au fost prevăzute excepții de la atingerea obiectivelor până în 2027. La nivelul anului 2015, 128 corpuri de apă subterană aveau starea chimică bună, iar 15 erau încadrate în stare chimică slabă. Apele subterane înregistrează alterări ale calității chimice și ecologice în zonele rurale, acolo unde, din cauza lipsei sistemului centralizat de canalizare deșeurile lichide ajung în subteran, atât în mod direct (prin intermediul latrinelor neimpermeabilizate, a șanțurilor și rigolelor, etc.) cât și indirect, prin infiltrare lentă (de la depozitele de gunoi de grajd, gropi de gunoi neconforme sau improvizate).

Conform extrasului din *Sinteza calității apelor din România în anul 2017*¹⁶, dintre factorii cu potențial major de poluare ce pot afecta calitatea apei subterane sunt amintiți următorii: produsele chimice utilizate în agricultură ce provoacă poluarea difuză greu de depistat și prevenit, produse menajere și produse rezultate din zootehnie, metale grele, necorelarea creșterii capacității de producție și a dezvoltării urbane cu modernizarea lucrărilor de canalizare și realizarea stațiilor de epurare, exploatarea necorespunzătoare a stațiilor de epurare existente, lipsa unui sistem organizat de colectare, depozitare și gestionare a deșeurilor și a nămolurilor provenite de la epurarea apelor uzate industriale, produse petroliere, produse rezultate din procesele industriale. Alterarea prin poluare a freaticului este adesea un fenomen aproape ireversibil, cu consecințe importante asupra folosirii rezervei subterane la alimentarea cu apă în scop potabil, depoluarea surselor de apă din pânza freatică fiind un process anevoios.

Din datele pe care le avem la dipoziție în prezent, nu există informații cu privire la cantitatea de poluanți evacuați în apele subterane ce provin din sectorul energetic, astfel neputând fi realizată o cuantificare a efectului pe care îl poate produce acest sector.

Impactul asupra corpurilor de apă

În cazul subiectului acestui studiu, vor fi abordate obiectivele ce vizează energia nucleară, hidroenergia și energia termică.

PEISAJ

Conform Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 49/2011, peisajul este definit ca fiind „zona percepută de către populație ca având caracteristici specifice rezultate în urma acțiunii și interacțiunii factorilor naturali și/sau umani”. Importanța peisajului este subliniată prin Legea nr. 451/2002 pentru ratificarea Convenției europene a peisajului, adoptată la Florența la 20 octombrie 2000 conform căreia peisajul este o parte importantă a calității vieții ce contribuie la formarea culturilor locale, constituind totodată componenta de bază a patrimoniului natural și cultural european ce participă la consolidarea identității europene.

Degradarea peisajului se află în strânsă legătură cu degradarea stării de conservare a diversității biologice. Strategia Națională și Planul de Acțiune pentru Conservarea Biodiversității 2013-2020 evidențiază faptul că principalele elemente de ordin antropoc ce au indus modificarea compoziției și funcțiilor sistemelor ecologice, inclusive capacitatea productivă și de suport a biodiversității din România derivă din Obiectivele strategiilor de dezvoltare socio-economică, cât și din mijloacele utilizate pentru punerea lor în practică în perioada 1950-1989.

Impactul vizual este generat de o serie de acțiuni de ordin antropoc, printre care:

- Conversia unor sisteme ecologice naturale și semi-naturale în sisteme de producție agricole;
- Industrializarea accentuată datorată dezvoltării infrastructurii de producție în mari unități.

Sectoarele industriale vizate în acest sens sunt metalurgia feroasă și neferoasă, industria chimică și petrochimică, construcția de mașini. Impactul asupra peisajului în acest caz este unul

indirect, cauzat de creșterea consumului de resurse neregenerabile minerale și energetice, acțiune cu o contribuție majoră

la poluarea aerului, apelor de suprafață și subterane sau a solului;

- Supraexploatarea pădurilor, cu consecințe directe asupra structurii și funcțiilor ecosistemelor, generând dezechilibre ecologice în special la nivelul bazinelor hidrografice din zona montată;

- Realizarea lucrărilor hidrotehnice ample în vederea acumulărilor de apă;

- Creșterea capacității de producție a energiei electrice în contextul creșterii nevoilor populației și a urbanizării continue care aduce după sine consumul de cărbune inferior, cât și exploatarea și extinderea activităților de minerit la suprafață prin extinderea suprafețelor ocupate de haldele de steril neecologizate și mărirea infrastructurii de distribuție a energiei electrice prin creșterea numărului de linii electrice aeriene (LEA), ambele rezultate contribuind la degradarea calitativă a peisajului;

- Dezvoltarea urbană, în special creșterea populației urbane, conduce la deteriorarea peisajului urban prin diminuarea suprafeței spațiilor verzi sau prin construcția pe acestea, tăierea arborilor sau prin existența unor măsur ineficiente de colectare și tratare a deșeurilor și apelor menajere;

- Dezvoltarea infrastructurii de transport prin fragmentarea habitatelor natural și, implicit, a peisajului;

- Supraexploatarea resurselor naturale regenerabile și neregenerabile pentru alimentarea proceselor de producție, în special a celor din sectorul energetic

DEȘEURI

Deșeurile industriale prezintă cele mai mari cantități anuale raportate la alte tipuri dedeșeuri produse, așa cum este cazul deșeurilor municipale sau al celor provenite dinsectorul agricol. Acestea pot fi clasificate în deșeuri periculoase și nepericuloase, iar înfuncție de procesul din care rezultă, pot fi clasificate astfel:

- Deșeuri provenite din sectorul extractiv (domeniul conex sectorului energetic), în această categorie încadrându-se sterilul provenit din exploatările miniere sau din cariere;

- Deșeuri provenite din procesele termice desfășurate în cadrul producerii energiei termice/termocentrale, din această categorie făcând parte cu precădere cenușile; Deșeurile provenite din industria metalurgică, așa cum sunt zgura și cenușa, praful, materialele refractare, miezurile sau crustele;

- Deșeurile metalice feroase sau neferoase;

- Nămolurile industriale.

Conform Raportului privind starea mediului la nivel național aferent anului 2016, evoluția cantităților de deșeuri nepericuloase provenite din principalele activități economice în perioada 2011-2015 este reprezentată în Figura 31 în care se poate observa faptul că producția, transportul și distribuția de energie electrică și termică, gaze și apă reprezintă sectorul cu cele mai mari cantități de deșeuri generate anual. Din datele preliminare ale raportului, cantitatea de deșeuri provenită din acest sector la nivelul anului 2015 era de 7.444,84 mii tone, cu 12% mai mult față de anul 2011. Situația cantităților de deșeuri periculoase generate de principalele ramuri economice se remarcă sectorul industriei extractive prin cele mai mari cantități de deșeuri periculoase generate în perioada 2013-2015. Cantitatea de 343,37 mii tone corespunzătoare anului 2015 este cu aproximativ 68% mai mare față de cea generată în anul 2011. Industria extractivă este urmată de industria de prelucrare a țiteiului și cocsificarea cărbunelui pentru care, conform datelor raportate la nivel

național, s-a observat o scădere a cantităților de deșeuri periculoase generate în perioada 2011-2015. Astfel, cantitatea de deșeuri provenită din industria de prelucrare a țițeiului și cocsificarea cărbunelui în anul 2015 este de 64,89 mii tone, cu 55,3% mai mică față de cea generată în anul 2011.

În vederea unei gestionări eficiente a deșeurilor provenite din sectoarele economice, Uniunea Europeană a adoptat o serie de politici²⁴ prin care se încearcă reducerea impactului deșeurilor asupra mediului și sănătății, cât și îmbunătățirea eficienței energetice. Principalul obiectiv pe termen lung implementat la nivelul Uniunii Europene este acela de reducere a cantității de deșeuri generate și, acolo unde această acțiune nu poate fi evitată, utilizarea acestora ca resursă pentru a se obține astfel niveluri mai ridicate în ceea ce privește reciclarea și eliminarea lor în condiții de siguranță. Conform Planului Național de Gestionare a Deșeurilor (PNGD), gestionarea deșeurilor industriale nepericuloase se realizează în instalații proprii destinate valorificării sau eliminării, cât și în instalații autorizate către care transportul se realizează fie de colectori autorizați, fie de generatori

POPULAȚIE ȘI SĂNĂTATEA UMANĂ

Potrivit informațiilor obținute prin intermediul bazei de date Tempo a Institutului Național de Statistică, populația României a înregistrat o scădere de aproximativ 9,7% în anul 2018 (19,523,621 locuitori) față de anul 2003 (21,627,509 locuitori), acest lucru datorându-se în cea mai mare parte emigrației care a dus la îmbătrânirea populației și la creșterea semnificativă a numărului anual de decese. În ceea ce privește sănătatea umană, în continuare vor fi analizate aspecte privind forța

de muncă, cu referire la numărul de persoane angajate în sectoarele de producție, transport și distribuție de energie termică și electrică, gaze și apă caldă, a evoluției acestora, cât și cu referire la accidentele și bolile profesionale raportate anual.

Din numărul total al populației aptă de muncă, la nivelul anului 2016 a fost raportat un număr de 1957 angajați în domeniul industriei dintre care aproximativ 87,77% în domeniul industriei prelucrătoare, 6,68% angajați în domeniul distribuției apei, salubritate, gestionarea deșeurilor, inclusiv activități de decontaminare, 2,78% în domeniul producției și furnizării de energie electrică și termică, gaze, apă caldă și aer condiționat și 2,77% în industria extractivă (Figura 36). Față de anul 2008, numărul de persoane ce activează în industrie a scăzut conform Strategiei Naționale în Domeniul Securității și Sănătății în Muncă pentru perioada 2017-2020, bolile profesionale raportate anual la nivel național continuă să fie sub nivelul valorilor declarate de alte state componente ale Uniunii Europene. Tendința cazurilor de boli profesionale (BP) pentru perioada 2012-2017 este de scădere. Pe primul loc în ceea ce privește structura morbidității din anii 2014 și 2016 se află BP provocate de suprasolicitarea aparatului locomotor. În cazul afecțiunilor pulmonare, numărul acestora a scăzut, însă a ocupat un loc principal în anii 2012, 2013 și 2015 în structura morbidității fiind cu 1,23%.

Se observă astfel o tendință de scădere a cazurilor de BP ce se datorează tendințe evolutive a industriei la nivel național, schimbărilor apărute în profilul și distribuția forței de muncă, a evoluției șomajului sau datorată altor aspecte specifice în care pot fi încadrate și evoluția tehnologiilor utilizate în diferitele sectoare economice. Din cele 553 cazuri noi de BP înregistrate în anul 2017, 71 aparțin profesiei *miner în subteran* și 21 profesiei *lăcătuș de mină*.

Situația pe județe a BP raportată pentru anul 2017 (indică faptul că principalele județe afectate în acest sens, cu peste 20 de cazuri anual, sunt Hunedoara, Olt, Mureș, Maramureș,

Suceava, Dolj și București. De asemenea, următoarele 9 județe nu au declarat cazuri noi de BP pentru anul 2017: Brăila, Covasna, Giurgiu, Ialomița, Satu Mare, Teleorman, Timiș, Tulcea, Vrancea.

Contextul global

În prezent, la nivel internațional, piața energiei se află într-o perioadă de tranziție, din patru puncte de vedere: tehnologic, climatic, geopolitic și economic. Aceste evoluții au efecte asupra sectorului energetic atât la nivel european, cât și național. Astfel, România va trebui să se adapteze la aceste tendințe de pe piețele internaționale, dar și la reșezările geopolitice ce influențează parteneriatele strategice, având atât componente de securitate și investiții, cât și de comerț și tehnologie. transformarea sectorului energiei electrice prindigitalizarea rețelelor inteligente cu coordonare în timp real; utilizarea energiei electrice în transporturi, estimându-se ca la nivelul anului 2030 autovehiculele electrice să aibă o pondere considerabilă. Conform Agenției Internaționale a Energiei (IEA) se preconizează o creștere de până la 30 milioane de automobile electrice până în 2025, urmând ca până în 2040 numărul lor să crească la 150 milioane.

Piețele internaționale de energie se află într-o schimbare dinamică și complexă pe mai multe dimensiuni: tehnologică, climatică, geopolitică și economică. România trebuie să anticipeze și să se poziționeze față de tendințele de pe piețele internaționale, precum și față de reșezările geopolitice care influențează parteneriatele strategice.

Transformări tehnologice

Multiplele dezvoltări tehnologice, susținute de prețurile relativ mari ale energiei după anul 2000 și de subvenții de la bugetele publice, au dus în ultimii ani la o producție crescută de energie. Pe piețele europene, influențate de politicile de eficiență energetică, a avut loc o ușoară scădere a cererii de energie, dar și o diversificare a ofertei.

Tehnologia extracției hidrocarburilor „de șist” a dus la o răsturnare a ierarhiei mondiale a producătorilor de țiței și gaze naturale. Scăderea spectaculoasă a costurilor de producție a energiei din SRE, promisiunea stocării energiei electrice la scară comercială în următorii ani, emergența electromobilității, progresul sistemelor de gestiune a consumului de energie și digitalizarea constituie provocări la adresa paradigmei convenționale de producție, transport și consum al energiei.

Strategia Energetică a României pentru perioada 2019-2030, cu perspectiva anului 2050 este structurată, astfel:

- I. Viziunea Strategiei Energetice – stabilește liniile directe pe care va trebui România să le urmeze pentru a crește din punct de vedere energetic în condiții de sustenabilitate;
- II. Obiective strategice fundamentale – sunt prezentate opt obiective strategice fundamentale, care urmăresc analiza și planificarea pentru perioada 2019-2030, cu perspectiva anului 2050;
- III. Programul de investiții strategice de interes național – prezentarea viitoarelor 4 mari investiții la nivel național pentru energie nucleară, energie termoelectrică și hidroenergie;

IV. Contextul actual – prezintă perspectivele evoluției din domeniul energiei la nivel internațional, european și național, cu prezentarea direcțiilor de dezvoltare pentru perioada 2019-2030, cu perspectiva anului 2050;

V. Măsuri și acțiuni pentru atingerea obiectivelor strategice – prezentarea obiectivelor operaționale și a acțiunilor prioritare, și corelarea obiectivelor strategice cu cele operaționale;

VI. Evoluția sectoarelor energetice naționale până în anul 2030 – prezintă informații despre consumul de energie pe categorii de activități, resursele energetice epuizabile și regenerabile, investiții în sectorul energetic etc;

VII. Perspective ale sectorului energetic românesc între 2030 și 2050.

Planificatorii de politici energetice și decidenții companiilor din sector operează într-un mediu de noi oportunități și extrem de dinamic.

Transformarea sectorului energiei electrice are loc în ritm accelerat, prin extinderea ponderii SRE și prin „revoluția” digitală, ce constă în dezvoltarea de rețele inteligente cu coordonare în timp real și cu comunicare în dublu sens, susținute de creșterea capacității de analiză și transmitere a volumelor mari de date, cu optimizarea consumului de energie. Ponderea crescândă a producției de energie din surse eoliene și fotovoltaice ridică problema adecvantei SEN și a regulilor de funcționare a piețelor de energie electrică. Pe termen lung, creșterea producției descentralizate de energie electrică poate duce la un grad sporit de reziliență, prin reorganizarea întregului sistem de transport și distribuție, în condițiile apariției consumatorilor activi (prosumator) și a maturizării capacităților de stocare a energiei electrice.

Atenuarea schimbărilor climatice

Politicile climatice și de mediu, centrate pe diminuarea emisiilor de GES și pe schimbarea atitudinilor sociale în favoarea „energiilor curate” constituie un al doilea factor determinant, care modelează comportamentul investițional și tiparele de consum în sectorul energetic.

Acordul de la Paris din 2015 și politicile europene de prevenire a schimbărilor climatice contribuie la realizarea unui sistem energetic sustenabil. Potrivit IEA, în anul 2040, majoritatea SRE vor fi competitive fără scheme de sprijin dedicate; tehnologia fotovoltaică va avea o scădere medie de cost de 40-70% până în 2040, iar tehnologia eoliană offshore va avea costuri medii cu cel puțin 10-25% mai mici (IEA 2016b, 24).

Raportul Energie, schimbări climatice și mediu al IEA din noiembrie 2016 (IEA 2016a) prezintă o listă de măsuri pentru reducerea emisiilor de GES în sectorul energetic, cu scopul limitării încălzirii globale la cel mult 2°C față de nivelul preindustrial, printre care: creșterea eficienței energetice; introducerea unui preț global al poluării (pentru CO₂); crearea unui set global de indicatori ai decarbonării; creșterea capacității guvernelor de a implementa procesul de tranziție energetică.

Transformări economice

Evoluția prețului petrolului influențează consumul global de energie și evoluția fluxurilor comerciale și investiționale la nivel mondial. Reducerea prețului acestuia în urmă cu doi ani a dus la scăderea prețului gazelor naturale și a energiei electrice, fapt favorabil pentru consumatori, dar care erodează capacitatea producătorilor de energie de a investi în proiecte

de importanță strategică. Prin efect de domino, ieftinirea afectează și profitabilitatea investițiilor în SRE și în eficiență energetică, precum și ritmul de creștere al utilizării autovehiculelor cu propulsie electrică. Cu toate acestea, atractivitatea SRE rămâne relativ ridicată, atât timp cât costul tehnologiilor SRE continuă să scadă.

Comerțul internațional cu gaz este din ce în ce mai intens, prin creșterea ponderii gazelor naturale lichefiat (GNL); până în 2020, se va dezvolta substanțial capacitatea terminalelor de lichiefiere, în special în Australia și SUA. Prețul gazului se stabilește tot mai mult la nivel global, cu mici diferențe regionale, iar o pondere tot mai mare este dată de piețele spot, în detrimentul indexării la prețul petrolului, al prețurilor reglementate etc.

Pe măsură ce unitățile de producere a energiei nucleare finalizate în anii 1970-80 ajung la sfârșitul duratei de viață în 2030-40, în numeroase state se pune problema retehnologizării/extinderii duratei de viață sau înlocuirii acestor capacități cu alte tehnologii. Presiunea de a limita schimbările climatice va încuraja toate formele de energie fără emisii de GES.

Contextul european – Uniunea Energetică Pachetul de propuneri de reformă „Energie Curată pentru Toți”

Pe parcursul anului 2016, CE a prezentat două pachete de propuneri de reformă a politicilor europene în domeniul energiei, anticipate în 2015 prin Strategia-cadru a Uniunii Energetice. Aceste pachete sunt definitorii pentru sectorul energetic european, și implicit pentru cel românesc, în perioada 2020-2030, fiind menite să accelereze tranziția energetică în UE.

În luna iulie 2016, a fost publicat un prim pachet de propuneri, cu privire la: reducerea emisiilor non-ETS în fiecare stat membru pentru perioada 2021-2030 (România are alocată o cotă de reducere de 2%), contabilizarea emisiilor de GES rezultate din utilizarea terenurilor, schimbarea destinației terenurilor și silvicultură, precum și o comunicare privind o strategie europeană pentru decarbonarea sectorului transporturilor.

La 30 noiembrie 2016, CE a prezentat al doilea pachet de reformă, intitulat „Energie Curată pentru Toți”, care include o serie de propuneri legislative de mare importanță:

o actualizarea directivelor privind SRE (CE 2016b), a directivei privind eficiența energetică (CE 2016c) și a directivei privind performanța energetică a clădirilor (CE 2016d);

o un nou design al pieței unice de energie electrică (CE 2016e), ce presupune actualizarea directivei și regulamentul cu privire la regulile de funcționare a pieței, a regulamentul privind Agenția pentru Cooperarea la nivel european a autorităților de Reglementare în domeniul Energiei (ACER), precum și a regulamentul cu privire la gestiunea riscurilor în sectorul energiei electrice;

o un nou regulament cu privire la Guvernanța Uniunii Energetice (CE 2016f), menit să integreze, să simplifice și să coordoneze mai bine dialogul statelor membre cu CE și acțiunile statelor membre în vederea realizării obiectivelor Uniunii Energetice;

o noi reglementări și decizii ale CE, precum și o serie de recomandări cu privire la eco-design (CE 2016g), ce vizează cu precădere eficiența energetică și etichetarea echipamentelor pentru încălzire și răcire, precum și norme pentru procedurile generale de verificare a respectării standardelor de eco-design de către producători.

Strategia orientează și fundamentează poziționarea României în raport cu aceste propuneri de reformă a pieței europene de energie. Strategia prezintă, prin obiectivele operaționale și acțiunile prioritare, opțiunile strategice de intervenție a statului român în sectorul energetic.

Premisele realizării Uniunii Energetice

Securitate și diplomație energetică în cadrul UE

Încă din anul 2000, CE a asociat securitatea energetică a UE cu asigurarea disponibilității fizice neîntrerupte a produselor energetice, la preț accesibil și urmărind dezvoltarea durabilă.

Printre acțiunile prioritare propuse de Strategia europeană a securității energetice se numără:

- construirea unei piețe interne a energiei complet integrate;
- diversificarea surselor externe de aprovizionare și a infrastructurii conexe;
- moderarea cererii de energie și creșterea producției de energie în UE;
- consolidarea mecanismelor de creștere a nivelului de securitate, solidaritate, încredere între state, precum și protejarea infrastructurii strategice/critice;
- coordonarea politicilor energetice naționale și transmiterea unui mesaj unitar în diplomația energetică externă.

Lansat în februarie 2015, proiectul Uniunii Energetice urmărește să crească gradul de integrare în sectorul energetic prin coordonarea statelor membre în cinci domenii interdependente, așa-numiții “piloni” ai Uniunii Energetice: securitate energetică, solidaritate și încredere; piață europeană a energiei pe deplin integrată; contribuția eficienței energetice la moderarea cererii de energie; decarbonarea economiei; cercetarea, inovarea și competitivitatea.

UE este un important finanțator al proiectelor energetice, în special al celor care vizează generarea de „energie curată” și interconectarea pietelor energetice.

România beneficiază de finanțare europeană pentru proiectul BRUA, gazoduct cu un traseu de 528 km pe ruta Bulgaria-România-Ungaria-Austria. Datorită importanței sale pentru securitatea energetică a Europei Centrale și de Sud-Est, BRUA are prioritate la nivel european și este finanțat, în primă fază, cu 179 mil €, prin intermediul Connecting Europe Facility (CE 2016h).

Politici europene de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră

UE își asumă un rol de lider în combaterea schimbărilor climatice atât prin sprijinirea acordurilor globale în domeniul climei, cât și prin politicile sale climatice.

O dimensiune a diplomației energetice europene este diplomația mediului, în special în contextul formării unui regim internațional al politicilor climatice pe baza Acordului de la Paris. Obiectivul global pe termen lung convenit la Paris în 2015 este limitarea creșterii temperaturii medii globale la 2°C, comparativ cu nivelul preindustrial. UE și-a dovedit leadership-ul prin asumarea unor ținte ambițioase de reducere a emisiilor de GES, de creștere a cotei de SRE în structura consumului de energie și de eficiență energetică. Așa-numita contribuție indicativă determinată național a UE în cadrul Acordului de la Paris coincide, în fapt, cu țintele 40/27/27 stabilite prin Cadrul european pentru politica privind clima și energia în perioada 2020-2030, cu opțiunea de a crește ambiția în ceea ce privește eficiența energetică de la 27 la 30%. UE are ambiția de a reduce până în 2050 emisiile de GES cu 80-95% față de nivelul anului 1990, țintele fiind de 40% pentru 2030 și de 60% pentru 2040.

Pentru segmentul non-ETS, reducerea propusă este de 30% până în 2030 față de anul 2005, țintă care

va fi realizată de statele membre în mod colectiv.

Eficiența energetică, prioritatea principală a noului pachet de reformă

Propunerea CE pentru actualizarea directivei cu privire la eficiența energetică (CE 2016c) este de creștere a țintei de reducere a cererii de energie primară la 32,5%. Prevederile articolului 7 al directivei sunt extinse până în 2030, dar lasă flexibilitate deplină fiecărui stat membru în alegerea măsurilor prin care sunt îndeplinite obligațiile de reducere a cererii de energie.

Propunerea CE de revizuire a directivei cu privire la performanța energetică a clădirilor (CE 2016d) urmărește decarbonarea segmentului clădirilor până în 2050, prin crearea unei perspective pe termen lung pentru investiții și creșterea ritmului de renovare a clădirilor. Directiva prevede utilizarea noilor tehnologii în „clădiri inteligente”, pentru a îmbunătăți managementul energetic al acestora.

Prin promovarea instalării de stații de reîncărcare a autovehiculelor electrice în anumite tipuri de clădiri noi, directiva contribuie și la dezvoltarea electromobilității. Contractele de Performanță Energetică vor deveni un instrument mai eficient în promovarea eficienței energetice a clădirilor prin creșterea transparenței și a accesului la know-how.

CE a lansat, de asemenea, planul de lucru 2016-2019 pentru ecodesign (CE 2016g), care va introduce standarde de eficiență energetică pentru noi categorii de produse și va muta accentul de pe eficiența energetică pe design în spiritul economiei circulare.

În ceea ce privește finanțarea investițiilor în eficiența energetică, cu cost inițial ridicat și recuperare a investiției pe termen lung, CE introduce inițiativa „Finanțare inteligentă pentru clădiri inteligente”, ce pornește de la principalele instrumente financiare europene, cu măsuri specifice care pot debloca 10 mld. euro finanțare suplimentară a proiectelor de eficiență energetică.

Promovarea energiei din surse regenerabile

- ✓ Propunerea CE pentru actualizarea directivei de promovare a SRE (CE 2016b) prevede șase direcții de acțiune. Prima dintre ele propune principii generale de urmat atunci când statele membre definesc politici de sprijin pentru SRE, cu respectarea principiilor de transparență, eficiență economică și bazate în cât mai mare măsură pe mecanismele pieței competitive. Aceste elemente sunt reunite în Strategie, sub principiul neutralității tehnologice.
- ✓ A doua direcție de acțiune aduce în prim plan SRE în segmentul de cerere pentru încălzire și răcire (SRE-IR), prezentând opțiuni pentru statele membre pentru a atinge, la nivel național, un ritm de creștere a ponderii SRE în cererea totală de energie pentru încălzire și răcire cu 1,3% anual până în 2030. De asemenea, directiva intenționează să asigure accesul terților la rețelele SACET pentru noi producători care utilizează SRE (cu precădere biomasă, biogaz și energie geotermală, dar ar putea fi luate în considerare și pompe de căldură).
- ✓ A treia direcție de acțiune urmărește creșterea ponderii SRE și a combustibililor cu conținut scăzut de carbon în sectorul transporturilor – inclusiv biocombustibili avansați, hidrogen, combustibili produși din deșeuri și SRE-E.
- ✓ A patra direcție promovează o mai bună informare a consumatorilor cu privire la SRE. De asemenea, Directiva garantează dreptul consumatorilor individuali și al comunităților locale de a deveni prosumator și de a fi remunerați pentru energia livrată în rețea.

- ✓ A cincea direcție de acțiune prevede întărirea standardelor de sustenabilitate pentru energia produsă pe bază de biomasă – inclusiv garanția evitării defrișărilor și a degradării habitatelor, precum și cerința ca emisiile aferente de GES să fie contabilizate în mod riguros.
- ✓ A șasea direcție de acțiune vizează asigurarea realizării țintei colective de 32% pentru ponderea SRE în consumul final brut de energie la nivel european în 2030, cu eficientizarea costurilor.
- ✓

Noul model al pieței de energie electrică

Propunerea CE cu privire la regulile comune de funcționare a pieței interne de energie electrică (CE 2016e) aduce cele mai substanțiale modificări cuprinse în pachetul „Energie Curată pentru Toți”. Prin această propunere, CE definește principiile generale și detaliile tehnice ale organizării pieței de energie electrică, cu specificarea drepturilor și responsabilităților tuturor tipurilor de participanți la piață.

În ceea ce privește piața angro de energie electrică, noul model prevede, în principal, înlăturarea plafoanelor de preț, armonizarea regulilor de dispecerizare pentru toate tipurile de capacități, inclusiv SRE intermitente, reducerea situațiilor de congestie a infrastructurii de interconectare transfrontalieră a rețelelor electrice din statele membre printr-o mai bună coordonare între operatorii de transport și de sistem, respectiv prin investiții în proiecte de îmbunătățire a fluxurilor, o mai bună remunerare a participării consumatorilor de energie electrică la piața de echilibrare prin gestiunea cererii.

Pentru piețele cu amănuntul de energie electrică, noul model prevede o mai bună informare și o sporire a drepturilor consumatorilor, inclusiv prin înlesnirea condițiilor de participare la piața de energie electrică din rolul de prosumator, garantarea dreptului de a participa la piața de echilibrare, individual sau prin platforme de centralizare, încurajându-se astfel managementul activ al propriului consum. Nevoile consumatorilor vulnerabili vor fi acoperite prin păstrarea tarifului social sau prin măsuri alternative adecvate de protecție socială și de creștere a eficienței energetice.

Noul model al pieței prevede crearea unei entități de coordonare a activității operatorilor rețelelor de distribuție la nivel european (asemănătoare ENTSO-E), cu atribuții în integrarea SRE, producția distribuită de energie electrică, stocarea energiei electrice, sisteme inteligente de măsurare și control al consumului etc.

De asemenea, noul model al pieței are în vedere îmbunătățirea capacității de gestiune a riscurilor la nivel regional, în principal prin dezvoltarea unei metodologii comune pentru analiza riscurilor și a modului de prevenire și pregătire a situațiilor de criză, respectiv pentru gestionarea acestor situații atunci când acestea apar.

O provocare o constituie implementarea Regulamentului (UE) 2015/1222 al Comisiei de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor, care stabilește linii directoare detaliate privind alocarea capacităților interzonale și gestionarea congestiilor, vizând astfel cuplările unice ale piețelor de energie pentru ziua următoare și ale piețelor intrazilnice, în plan european.

Guvernanța Uniunii Energetice

Pentru gestionarea eficientă a tuturor aspectelor ce țin de cele cinci dimensiuni ale Uniunii Energetice și de corelarea acestora cu alte domenii propunerea CE pentru un nou regulament cu privire la guvernanța Uniunii Energetice (CE 2016f) are în vedere crearea unui cadru coerent, simplificat și integrat de reglementare și dialog între CE și părțile interesate.

Principalul instrument introdus prin acest regulament urmează să fie Planul Național Integrat pentru Energie și Climă (PNIESC), care înlocuiește numeroase obligații, uneori redundante, de raportare la nivel național – sunt integrate 31 de obligații de raportare și șterse alte 23. Statele membre urmează să trimită primul draft al propriului PNIESC în anul 2018, pe baza unei specificații detaliate de cuprins definită prin regulament.

Contextul regional: Europa Centrală și de Est și Bazinul Mării Negre Interconectarea rețelelor de transport al energiei

Interconectările în construcție ale Europei Centrale și de Est contribuie la dezvoltarea piețelor de energie și a unor mecanisme regionale de securitate energetică care vor funcționa după regulile comune ale UE. Cooperarea regională este o soluție eficientă la crizele aprovizionării cu energie.

În regiune, față de Europa de Vest, interconectările, capacitățile moderne de înmagazinare a gazului, instituțiile, regulile de funcționare a pieței și calitatea infrastructurii sunt încă în curs de dezvoltare.

UE și-a definit ca obiective finalizarea și funcționarea pieței interne a energiei electrice și a comerțului transfrontalier, precum și asigurarea unei gestionări optime, a unei exploatare coordonate și a unei evoluții tehnice sănătoase a rețelei europene de transport de energie electrică.

La nivelul asociației europene a operatorilor de transport și de sistem (ENTSO-E) se elaborează un plan de dezvoltare a rețelei electrice pe zece ani și cuprinde o evaluare cu privire la adecvanța sistemului electroenergetic pan-european, la fiecare doi ani. Acest plan are în vedere modelul integrat al rețelei electrice europene, elaborarea de scenarii și de evaluare a rezilienței sistemului.

În cadrul ENTSO-E au fost create șase grupuri regionale în cadrul cărora se analizează și se finalizează planul european de dezvoltare a rețelei.

Regulamentul (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului privind liniile directe pentru infrastructura energetică transeuropeană, propune un set de măsuri pentru atingerea obiectivelor UE în domeniu, ca: integrarea și funcționarea pieței interne a energiei, asigurarea securității energetice a UE, promovarea și dezvoltarea eficienței energetice și a energiei din surse regenerabile și promovarea interconectării rețelelor energetice.

Regulamentul (UE) nr. 347/2013 a identificat, pentru perioada 2020 și după, un număr de 12 (douăsprezece) coridoare și domenii transeuropene prioritare care acoperă rețelele de energie electrică și de gaze, precum și infrastructura de transport a petrolului și dioxidului de carbon.

România face parte din coridorul prioritar nr. 3 privind energia electrică: „Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est” („NSI East Electricity”): interconexiuni și linii interne în direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile. State membre implicate: Bulgaria, Republica Cehă, Germania, Grecia, Croația, Italia, Cipru, Ungaria, Austria, Polonia, România, Slovenia, Slovacia.

Transelectrica SA este implicată în mai multe proiecte incluse pe lista proiectelor de interes comun la nivel european, care sunt menționate mai jos.

Proiectul „Black Sea Corridor”

Proiectul „Black Sea Corridor” face parte din coridorul prioritar privind energia electrică: „Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Electricity”) și are rolul de a consolida coridorul de transport al energiei electrice de-a lungul coastei Mării Negre (România-Bulgaria) și între coastă și restul Europei.

Acest proiect contribuie semnificativ, prin creșterea capacității de interconexiune dintre România și Bulgaria și prin întărirea infrastructurii care va susține transportul fluxurilor de putere între coasta Mării Negre și coasta Mării Nordului/ Oceanului Atlantic, la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, condiție obligatorie pentru realizarea obiectivelor politicii în domeniul energiei și climei.

De asemenea, prin intermediul implementării acestui proiect se va realiza consolidarea integrării pieței regionale și europene de energie, lucru care va permite creșterea schimburilor din zonă. Dezvoltarea surselor regenerabile de energie cu caracter intermitent va fi posibilă prin capacitatea rețelei de a transporta energia produsă din surse regenerabile din Sud-Estul Europei până la principalele centre de consum și situri de depozitare localizate în centrul Europei și respectiv nordul Europei. Componentele proiectului sunt următoarele:

- LEA nouă 400 kV d.c. între stațiile existente Cernavodă și Stâlpu, cu un circuit intrare/ieșire în stația 400 kV Gura Ialomiței.
- LEA nouă 400 kV d.c. (cu un circuit echipat) între stațiile existente Smârdan și Gutinaș;
- Extinderea stației 220/110 kV Stâlpu prin construirea stației 400/110 kV.

Proiectul „Mid Continental East Corridor”

Proiectul „Mid Continental East Corridor” face parte din coridorul prioritar privind energia electrică: „Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Electricity”) și conduce la creșterea capacității de schimb pe granițele dintre România – Ungaria – Serbia; intensifică coridorul european nord-sud dinspre nord-estul Europei spre Sud-Estul Europei prin România, permițând integrarea mai puternică a piețelor și creșterea securității alimentării consumului în zona de Sud-est a Europei.

Componentele proiectului sunt următoarele:

- LEA nouă 400 kV d.c. între stațiile existente Reșița (România) și Pancevo (Serbia)
- LEA nouă 400 kV s.c. stația existentă 400 kV Porțile de Fier și noua stație 400 kV Reșița.
- trecerea la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad
- extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construirea stației noi 400/220/110 kV Reșița.
- înlocuirea stației 220/110 kV Timișoara prin construirea stației noi 400/220/110 kV.

Capacitatea reală de interconectare depinde atât de starea rețelei electrice interne și de interconexiune, cât și de starea rețelelor de transport din statele vecine.

În prezent, România are o capacitate de interconexiune de 7 %, iar pentru anul 2020 se estimează o creștere la peste 9 %, fiind mai aproape de obiectivul de 10 %.

În ce privește atingerea obiectivului de interconectare de 15% pentru anul 2030, se intenționează ca acest obiectiv să fie îndeplinit în principal prin implementarea PCI-urilor și respectiv prin realizarea celorlalte proiecte de dezvoltare a rețelei electrice de transport incluse în Planul de Dezvoltare a RET perioada 2018 – 2027.

Trebuie dezvoltate mecanisme de coordonare a planificării și finanțării proiectelor regionale de infrastructură energetică. România trebuie să aibă o prezență activă în diplomația energetică intra-comunitară, în coordonare cu țările Europei Centrale și de Est, cu structură a sistemelor energetice asemănătoare.

În afară de interconectările cu Ungaria, Bulgaria și Serbia, România trebuie să dezvolte interconectări și cu țările vecine din afara UE (Republica Moldova, Ucraina).

Interconectarea sistemelor de transport gaze naturale și de energie electrică ale României cu cele ale Republicii Moldova reprezintă un obiectiv strategic al guvernelor celor două țări.

Geopolitica regional

Ca țară de frontieră a UE, România este direct expusă creșterii tensiunilor geopolitice în Bazinul Mării Negre.

În același timp, România se poate evidenția ca furnizor regional de securitate energetică.

Fluxul de gaze naturale dinspre România ar ajuta țări ca Republica Moldova și Bulgaria să-și reducă dependența excesivă de o sursă unică, iar producătorii din România ar primi un impuls de a investi în prelungirea duratei de viață a zăcămintelor existente și în dezvoltarea de noi zăcămine.

Prin modernizarea capacităților de înmagazinare de gaze naturale și prin sisteme de echilibrare și de rezervă pentru energia electrică, România poate aduce o contribuție importantă și profitabilă la piața regională a serviciilor tehnologice de sistem.

Sistemul energetic național: starea actuală Resursele energetice primare

România are un mix energetic echilibrat și diversificat.

Principalele resurse de energie primară au fost, în anul 2017, 34.291,4* mii tep, din care 21.303,5 mii tep din producție internă și 12.987,9 mii tep din import, având următoarea structură:

- cărbune: 5.164,7 mii tep (4.654,6 producție internă și 510,1 import) – 15% din mix;
- țiței: 11.175,9 mii tep (3.421,7 producție internă și 7.754,2 import) – 32,6% din mix;
- gaze naturale: 9.282,1 mii tep (8.337,7 producție internă și 944,4 import) – 27% din mix;
- energie hidroelectrică, energie nucleare-electrică, solară și energie electrică din import: 5.203,8 mii tep (4.889,5 producție internă și 314,3 import) – 15,2% din mix;
- produse petroliere din import: 2.985,8 mii tep – 8,7% din mix.

**Sursa Institutul Național de Statistică*

Țiței și gaze naturale

În prezent, în România, se exploatează cca. 400 de zăcămine de țiței și gaze naturale, din care:

- OMV Petrom operează mai mult de 200 de zăcăminte comerciale de țiței și gaze naturale în România. În Marea Neagră, OMV Petrom operează pe șapte platforme fixe;
- Romgaz își desfășoară activitatea, ca unic titular de acord petrolier, pe 8 perimetre de explorare, dezvoltare, exploatare.

Pentru alte 39 de zăcăminte au fost încheiate acorduri petroliere de dezvoltare-exploatare și exploatare petrolieră, având ca titulari diverse companii. Majoritatea acestor zăcăminte sunt mature, având o durată de exploatare de peste 25-30 ani.

Pe termen scurt și mediu, rezervele sigure de țiței și gaze naturale se pot majora prin implementarea de noi tehnologii care să conducă la creșterea gradului de recuperare în zăcăminte și prin implementarea proiectelor pentru explorarea de adâncime și a zonelor offshore din platforma continentală a Mării Negre.

⇒ Țiței

Marea majoritate a resurselor geologice și a rezervelor sigure identificate până în prezent este localizată onshore (96%) și doar 4% în zona platformei continentale a Mării Negre.

La producția medie anuală din ultimii ani (4,2 milioane tone) și în condițiile unui declin anual constant al rezervelor sigure de 5% și o rată de înlocuire de 5% pentru rezervele de țiței și condensat, se poate aprecia că rezervele actuale de țiței ale României s-ar putea epuiza într-o perioadă de aproximativ 23 de ani.

Perspectivile privind evidențierea de noi rezerve sunt condiționate de investițiile în domeniul explorării geologice ale producătorilor autohtoni și companiilor internaționale care activează pe teritoriul României.

Pe termen scurt și mediu, rezervele sigure de țiței se pot majora prin implementarea unor noi tehnologii care să conducă la creșterea gradului de recuperare în zăcămintele existente, iar, pe termen mediu și lung, prin implementarea proiectelor pentru explorarea zonelor de adâncime (sub 3.000 m), a zonelor cu geologie complicată în domeniul onshore și a zonelor offshore din Marea Neagră, îndeosebi a zonei de apă adâncă (sub 1.000 m).

În România, valorificarea resurselor de țiței și gaze naturale se realizează prin concesiune, în baza unor acorduri petroliere, de tip taxe – redevență, încheiate în urma unor oferte publice, între agenții economici și ANRM, acorduri care intră în vigoare după aprobarea acestora prin Hotărâri de Guvern.

Durata de valabilitate a unui acord petrolier este de maximum 30 de ani, cu posibilitatea de extindere cu încă 15 ani. Prevederile acordului rămân neschimbate pe toată durata acestuia. Drepturile și obligațiile titularilor se păstrează pe toată durata acordului petrolier, dacă părțile nu convin modificarea unor prevederi prin acte adiționale.

Rezervele de țiței sunt limitate, în condițiile în care descoperirile din ultimii 30 de ani pot fi catalogate ca modeste – cu excepția unor semnale recente provenind din apele de mica adâncime ale Mării Negre.

În 2017, producția internă de țiței a acoperit aproape 32% din cerere. Declinul producției medii anuale a fost de 2% în ultimii cinci ani, fiind limitat prin investiții în forarea unor noi sonde, repuneri în producție, recuperare secundară etc. Rezervele dovedite de țiței ale României se vor epuiza în circa 16 ani la un consum de 3,4 milioane t/an.

Producția internă de produse petroliere este destinată atât acoperirii cererii interne, cât și exportului. Producția de materii prime pentru industria petrochimică este conjuncturală,

fluctuațiile pieței internaționale determinând o funcționare intermitentă a instalațiilor petrochimice.

Țițeiul este un produs cotate la bursă, pe o piață mondială. Pe piața produselor petroliere există un climat concurențial, în curs de consolidare. Prețurile la carburanți se fixează liber, pe baza raportului dintre cererea și oferta de pe piața internă, respectiv de pe piața internațională, livrările totale de produse petroliere pe piața internă au fost de 8.559 mii tone.

Factorii care influențează cererea de produse petroliere pe piața internă sunt:

- ✓ evoluția prețului – influențată, pe de o parte, de scăderea cotațiilor internaționale ale țițeiului și, pe de altă parte, de tendința de aliniere la nivelul UE de accizare;
- ✓ creșterea prognozată a numărului de automobile per locuitor, România situându-se în prezent sub media europeană;
- ✓ dezvoltarea infrastructurii de alimentare a mijloacelor de transport cu surse alternative de energie (de exemplu, curent electric);
- ✓ dezvoltarea și modernizarea infrastructurii rutiere.

Sistemul Național de Transport al Țițeiului este operat de CONPET, o companie listată la bursă, în care statul român deține o participație de 58,7162% prin Ministerul Energiei. SNTT are o lungime totală a rețelei de conducte de aproximativ 3.800 km, cu o gamă a diametrelor conductelor între 3 – 28 inch, iar capacitatea de transport este de 27,5 milioane tone/an.

Rețeaua de transport este structurată în patru subsisteme principale:

- ✓ subsistemul de transport al țițeiului intern, cu lungimea de 1.540 km și capacitatea de 6,9 milioane tone/an;
- ✓ subsistemul de transport al țițeiului din import, cu lungimea de 1.350 km și capacitatea de 20,2 milioane tone/an;
- ✓ subsistemul de transport al gazolinei și etanului, cu lungimea de 920 km și capacitatea de 230.000 tone/an gazolină și 100.000 tone/an pentru etan;
- ✓ subsistemul de transport pe calea ferată, cu vagoane-cisternă.

⇒ **Gaze naturale**

Sectorul gazelor naturale din România are un istoric de peste 100 de ani, fiind unul dintre cele mai dezvoltate la nivelul Europei Centrale și de Est (ECE) din punct de vedere al producției anuale, al rezervelor de gaze naturale disponibile și al infrastructurii. Totodată, România are o poziție favorabilă la nivel european din perspectiva independenței de sursele externe de gaze naturale, cea mai mare parte a consumului intern fiind acoperită din producția internă.

Ca resursă primară de energie, gazele naturale au o importanță însemnată pe piața internă de energie, cu o pondere de aproximativ 31% în consumul intern de energie primară.

Factorii care au determinat acest fapt sunt, printre alții:

- disponibilitatea relativ ridicată a resurselor de gaze, impactul redus asupra mediului înconjurător al gazelor naturale, în comparație cu alți combustibili fosili, și caracterul lor complementar față de energia electrică produsă din sursele regenerabile;
- infrastructura existentă de extracție, transport, înmagazinare subterană și distribuție a gazelor naturale, extinsă pe întreg teritoriul țării;
- poziția favorabilă a României în cadrul sistemului de transport internațional al gazelor naturale la nivelul ECE și, implicit, posibilitatea de interconectare a Sistemului Național de Transport al gazelor naturale (SNTGN) cu sistemul vest-european și resursele de gaze din zona Mării Caspice și Orientul Mijlociu.

Gazele naturale au o pondere de aproximativ 30% din consumul intern de energie primară. Cota lor importantă se explică prin disponibilitatea relativ ridicată a resurselor autohtone, prin impactul redus asupra mediului înconjurător și prin capacitatea de a echilibra energia electrică produsă din SRE intermitente. Infrastructur existentă de extracție, transport, înmagazinare subterană și distribuție este extinsă pe întreg teritoriul țării. Piața de gaze naturale este avantajată de poziția favorabilă a României față de capacitățile de transport în regiune și de posibilitatea de interconectare a SNT cu sistemele de transport central europene și cu resursele de gaze din Bazinul Caspic, din estul Mării Mediterane și din Orientul Mijlociu, prin Coridorul Sudic. În 2017, consumul total de gaze naturale a fost de 129,7 TWh, din care producția internă a acoperit 89,4%, iar importul 10,6%. Structura consumului: consum casnic – cca 33,4 TWh (25,73%), producători de energie electrică termică – cca. 35,4 TWh (27,27%), industria chimică – cca 12,9 TWh (9,93%), sectorul comercial – cca. 8,5 TWh (6,59%) .

La producția medie anuală din ultimii ani (circa 10,8 mld mc) și în condițiile unui declin anual constant al rezervelor sigure de 5% și o rată de înlocuire a rezervelor de 80%, se poate aprecia că rezervele actuale de gaze naturale ale României se vor epuiza în 15-20 de ani. Exploatarea rezervelor de categorie probabilă și posibilă necesită investiții eșalonate în timp (sonde noi, operații în sonde, etc.). Volumul rezervelor probabile și posibile prognozate poate fi confirmat integral, sau poate chiar depăși estimările, executarea operațiunilor petroliere conducând constant la modificarea lor. Perspectivele privind evidențierea de noi rezerve sunt condiționate de investițiile în explorare geologică de către companiile care activează pe teritoriul României. Pe termen scurt și mediu, rezervele sigure se pot majora prin implementarea unor noi tehnologii, care să conducă la creșterea gradului de recuperare în zăcămintele existente, iar pe termen mediu și lung, prin implementarea proiectelor pentru explorarea zonelor de adâncime (sub 3.000 m), a zonelor cu geologie complicată în domeniul *onshore* și a zonelor *offshore* din Marea Neagră, îndeosebi a zonei de apă adâncă (sub 1.000 m). În ceea ce privește explorarea sectorului românesc de apă adâncă al Mării Negre, sunt în derulare acorduri/contracte de explorare încheiate între ANRM și producătorii interni (Romgaz și OMV Petrom) asociați cu operatori de renume pentru perimetrele *offshore*. Descoperiri importante au fost făcute doar în blocul românesc Neptun, în 2012, de către companiile OMV Petrom și ExxonMobil, estimările plasând depozitul între 42 și 84 mld mc, respectiv în 2015 de consorțiul Lukoil, PanAtlantic și Romgaz, în blocul Trident; rezervele urmează a fi confirmate de forajul de evaluare, putând depăși 30 mld mc de gaze.

Resurse și rezerve de gaze neconvenționale

Resursele de hidrocarburi neconvenționale constituie o formă alternativă de energie și sunt localizate în formațiuni sedimentare de diferite vârste, de regulă, la adâncimi mari în scoarța terestră și în zonele reci, în mări și oceane (gaz hidrații).

În acest domeniu, cercetările sunt abia la început în România, astfel că o estimare a acestor resurse va fi posibilă numai după desfășurarea unor lucrări de explorare mai aprofundate. Activitățile de explorare și exploatare a hidrocarburilor, care implică procedeul de fracturare hidrolică de mare volum, se supune legislației generale și legislației UE privind protecția mediului. O serie de principii recomandate de CE (Recomandarea 2014/70/UE), privind explorarea și extracția hidrocarburilor (cum sunt „gazele de șist”, după cum sunt numit popular gazele din argilele gazeifere) prin utilizarea fracturării hidrolice de mare volum

sunt: asigurarea protecției climei și a mediului, utilizarea eficientă a resurselor, precum și informarea publicului. Totuși, în prezent, în UE nu există o legislație specifică privind utilizarea metodei fracturării hidraulice pentru exploatarea gazelor din argile gazeifere. Conform raportului *World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment* al Agenției pentru Informații în domeniul Energiei din Statele Unite (IEA 2013), se estimează că România deține resurse considerabile de gaze de șist, ocupând locul al treilea în Europa, cu un potențial de aproximativ 14.882 TWh resurse exploatabile. De asemenea, raportul *Resurse de gaze naturale din zăcămintele neconvenționale* al Comitetului Național Român al Consiliului Mondial al Energiei (CNR-CME, 2013) indică, pe lângă gazele de șist, posibilitatea existenței resurselor de *tight gas* și de gaz-hidrați în subsolul României.

Este necesară realizarea unor studii de cercetare geologică a rocilor sursă la nivel de bazin petrolifer. Evaluarea cantitativă a unor astfel de resurse presupune un volum mare de date, astfel că este necesară continuarea acestor activități pe mai multe componente:

- reanalizarea fondului de carote mecanice și a celorlalte elemente critice în evaluarea unor astfel de resurse;
- programe de cercetare în sondele noi de explorare, adecvate pentru aceste categorii de gaz naturale;
- studii geologo-tehnice specifice.

Dezvoltarea și producția de gaze naturale neconvenționale presupune însă un nivel adecvat de acceptanță din partea părților interesate și a publicului larg, ceea ce necesită un amplu proces de informare și dezbateri publice. De asemenea, se impune legiferarea unor mecanisme fiscale de corectă compensare a comunităților afectate de efectele negative ale unor astfel de activități extractive.

Sistemul național de transport

Sistemul Național de Transport al gazelor naturale (SNTGN) din România este operat de Transgaz, operatorul tehnic al sistemului de transport (OST). Capacitatea de transport a gazelor naturale este asigurată prin rețeaua de conducte și racorduri de alimentare, cu diametre cuprinse între 50 și 1.200 mm și lungimea totală de 12.585 km (13.138 km incluzând și conductele de tranzit), la presiuni de operare cuprinse între 6 și 35 bar.

SNTGN este conectat cu statele vecine, respectiv cu Ucraina, Ungaria și Moldova, prin intermediul a patru puncte de interconectare:

- Medieșul Aurit (Ucraina, UkrTransGas → □România, Transgaz): punct de intrare în zona

de nord a țării, cu o capacitate anuală de import de 4,0 mld mc (42,2 TWh, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc), diametru de 700 mm, presiunea de regim de 70 bar

- Isaccea (Ucraina, UkrTransGas → □România, Transgaz): punct de intrare în zona de

est a țării, cu o capacitate anuală de import de 8,6 mld mc (90,73 TWh, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc), diametru de 1.000 mm, presiunea de regim de 55 bar;

- Csanédpalota (Ungaria, FGSZ ↔ □România, Transgaz): punct de intrare și ieșire în/din

zona de vest a țării, cu o capacitate anuală de import de 1,75 mld mc (18,46 TWh, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc), diametru de 700 mm, presiunea de regim de 63 bar și o capacitate anuală fermă de export de 0,087 mld mc (0,91 TWh, PCS mediu 10,55

MWh/1000 mc) și o capacitate anuală întreruptibilă de export de 0,350 mld mc (3,69 TWh,

PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc);

- Iași-Ungheni (România, Transgaz → □Moldova, Moldovatrangaz): punct de ieșire din

zona de est a țării, cu o capacitate anuală de 1,5 mld mc (15,8 TWh, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc).

Capacitatea anuală maximă de import este de 14,35 mld mc (151,39 TWh, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc).

În prezent, exportul fizic este disponibil cu o capacitate limitată numai la punctele de interconectare cu Ungaria (Csanédpalota) și cu Moldova (Iași-Ungheni). Capacitatea anuală maximă de export este de 1,587 mld mc (16,74 TWh, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc) Capacitatea de interconectare a României cu statele adiacente va crește odată cu finalizarea subtraversării fluviului Dunărea și punerea în funcțiune a conductei Giurgiu-Ruse, descrisă mai jos.

Sistemul de tranzit al gazelor natural

Tranzitul gazelor naturale este asigurat prin intermediul a trei conducte dedicate exclusiv acestei activități, având lungimea totală de 553 km și presiunea de regim de 54 bar. Cele trei conducte magistrale, cu capacitate totală de 268,99 TWh (25,18 mld mc), asigură tranzitarea gazelor naturale din Federația Rusă spre Bulgaria, Turcia, Grecia și alte țări, între Isaccea și Negru-Vodă. Conductele de tranzit nu sunt conectate cu SNTGN și nu sunt interconectate între ele, având trei puncte de intrare diferite (Isaccea I, II și III) și trei puncte de ieșire diferite (Negru Vodă I, II și III). Astfel:

- Tranzit I (pusă în funcțiune în anul 1974) are o capacitate de transport de 5,27 mld mc (55,59 TWh/an, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc) și asigură tranzitul gazelor naturale provenite din Rusia către Bulgaria în baza unui contract din 2005 încheiat cu Bulgargaz EAD Bulgaria, valabil până la 31 decembrie 2016;

- Tranzit II (pusă în funcțiune în anul 1998) are o capacitate de transport de 10,0 mld mc (105,5 TWh/an, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc) și asigură tranzitul gazelor naturale provenite din Rusia către țările balcanice în baza unui contract din 1987, valabil până la 31 decembrie 2011, prelungit ulterior până la 31 decembrie 2016;

- Tranzit III (pusă în funcțiune în anul 2002) are o capacitate de transport de 10,0 mld mc (105,5 TWh/an, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc) și asigură tranzitul gazelor naturale provenite din Rusia către țările balcanice în baza unui contract din 1999, valabil până la 31 decembrie 2023.

Depozitele de înmagazinare subterană a gazelor natural

Capacitatea de înmagazinare subterană a gazelor naturale a înregistrat o dezvoltare permanentă, capacitatea totală actuală fiind de aproximativ 4,5 mld mc/ciclu (47,47 TWh, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc), din care volumul util de lucru este de circa 3 mld mc/ciclu (31,65 TWh, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc).

În prezent, în România, sunt șapte depozite de înmagazinare, amenajate în zăcăminte depletate. Șase depozite, cu capacitate activă totală de 2,76 mld mc/ciclu (29,12 TWh, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc), sunt deținute de Romgaz și un depozit (Târgu Mureș), cu o

capacitate activă de 0,3 mld mc/ciclu (3,16 TWh, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc) este deținut de Engie (acționar majoritar) și Romgaz.

Romgaz operează următoarele șase depozite de înmagazinare gaze, cu o capacitate active de 2,76 mld mc/ciclu și presiuni de operare cuprinse între 10 și 150 bari:

- Bilciurești – capacitate activă: 1,3 mld mc/ciclu;
- Urziceni – capacitate activă: 0,25 mld mc/ciclu;
- Bălăceanca – capacitate activă: 0,05 mld mc/ciclu;
- Sărmășel – capacitate activă: 0,8 mld mc/ciclu;
- Ghercești – capacitate activă: 0,15 mld mc/ciclu;
- Cetatea de Baltă – capacitate activă: 0,2 mld mc/ciclu;

Depozitul Depomureș, operat de Engie, are o capacitate activă de 300 mil mc.

Programul de dezvoltare al depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor are ca obiective creșterea flexibilității operaționale și crearea de noi depozite pentru zonele ce se confruntă cu greutate în alimentare (sezoniere, zilnice și orare). Pe lângă mărirea capacității de lucru a depozitelor subterane prin creșterea presiunii de operare, respectiv prin utilizarea orizonturilor productive în curs de epuizare din zăcămintele comerciale în care sunt deja amenajate depozite de înmagazinare, o atenție deosebită este acordată creșterii capacității maxime de livrare zilnică din depozite.

Cererea de gaze pe piața energetică românească este caracterizată de:

- ✓ fluctuații sezoniere de cca. 60%;
- ✓ fluctuații zilnice de cca. 25%;
- ✓ fluctuații orare care pot ajunge la cca. 30%.

Aceste fluctuații sunt cauzate în special de consumatorii din sectorul rezidențial (populație, spitale, școli, etc.) și energetic (termocentrale și centrale termice de zonă). Prin liberalizarea pieței autohtone de gaze naturale și integrarea ei în piața europeană, înmagazinarea subterană a gazelor naturale va căpăta noi valențe.

Astfel, depozitele de înmagazinare vor putea fi utilizate pentru:

- acoperirea vârfurilor de consum și regimului fluctuant al cererii;
- redresarea operativă a parametrilor funcționali ai sistemului de transport (presiuni, debite);
- controlul livrărilor în situații extreme (opriri surse, accidente, etc.);
- optimizarea prețului gazelor naturale;
- creșterea flexibilității pe piața de gaze din România.

România dispune de un potențial încă nevalorificat de stocare a gazelor naturale în zăcăminte depletate, zăcăminte acvifere, cavități saline etc. Spre deosebire de înmagazinarea în depozite depletate, stocarea în cavități saline prezintă avantajul rapidității în operare, deoarece nu sunt necesare perioade de egalizare a presiunilor între ciclurile de injecție-extracție și nu există pericolul scurgerii de gaze, cavitățile fiind impermeabile. Dezavantajul îl reprezintă capacitatea redusă de stocare, comparativ cu depozitele clasice. Pentru identificarea locațiilor care pot îndeplini caracteristicile optime și condițiile de siguranță sunt necesare studii și analize efectuate pentru fiecare locație în parte. Întrucât la sfârșitul fiecărui ciclu de extracție a gazelor naturale din depozitele de înmagazinare rămân în depozite aproximativ 0,5-0,6 mld mc (5-6 TWh/an), deși în depozitele de înmagazinare sunt injectate suficiente gaze naturale în perioada caldă, capacitățile de extracție sunt insuficient dimensionate pentru a permite extracția lor. Scăderea volumului gazelor din depozitele de înmagazinare determină scăderea

capacității de extracție prin scăderea presiunii din depozite în sezonul rece, capacitatea de extracție fiind direct proporțională cu gradul de încărcare a depozitelor.

Sisteme de distribuție gaze naturale

Sistemul de distribuție a gazelor naturale este format din circa 40.000 km de conducte, din care 37.000 km sunt operate de cei doi mari distribuitori, E.ON Distribuție (20.000 km) și Distrigaz Sud Rețele (17.000 km), care alimentează aproximativ 3,2 milioane de consumatori.

Pe piața gazelor naturale din România, activează 41 de operatori ai sistemelor de distribuție (OSD).

Cei mai mari doi OSD au o cotă cumulată de piață de 89%, în timp ce alți 39 de OSD, de nivel local/regional, dețin cumulativ o cotă de piață de aproximativ 11%.

Piața gazelor naturale

Structura actuală a pieței românești a gazelor naturale cuprinde în prezent:

- un operator al Sistemului Național de Transport, SNTGN Transgaz SA Mediaș
- 9 producători: Romgaz, OMV Petrom, Foraj Sonde, Raffles Energy, Wintershall, Amromco

Energy, Carpathian Energy, Lotus Petrol, Stratum Energy Romania

- 2 operatori pentru depozitele de înmagazinare subterană: Romgaz și Depomureș
- 41 de societăți de distribuție și furnizare a gazelor naturale către consumatorii captivi
- 121 de furnizori pe piața angro
- 2 operatori administrare piață centralizată: Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale din România (OPCOM) și Bursa Română de Mărfuri (BRM).

Piața de gaze naturale este compusă din **pieța reglementată** și **pieța concurențială**, iar tranzacțiile cu gaze naturale se fac **angro** sau **cu amănuntul**. Creșterea ponderii pieței concurențiale se realizează gradual, prin asigurarea accesului pentru cât mai mulți participanți, furnizori și clienți finali.

Participanții la piața de gaze naturale și structurile operaționale asociate sunt producătorii, furnizorii, clienții finali, operatorul/operatorii de transport și de sistem, operatorii conductelor de alimentare din amonte aferente producției gazelor naturale, operatorii piețelor centralizate de gaze naturale, operatorii de distribuție, operatorii de înmagazinare/stocare și operatorul terminalului GNL.

Sursa: Transgaz (2015)

Dacă și-au exercitat dreptul de eligibilitate, clienții finali nu mai au dreptul să revină la furnizarea reglementată.

Furnizarea gazelor naturale pe piața reglementată se face pe bază de contracte-cadru aprobate de ANRE. ANRE monitorizează efectul pieței reglementate asupra pieței concurențiale de gaze naturale și ia măsuri pentru evitarea eventualelor distorsiuni ale concurenței și pentru creșterea gradului de transparență a tranzacțiilor comerciale

Piața concurențială de gaze naturale

Pe piața concurențială, tranzacțiile comerciale cu gaze se fac angro sau cu amănuntul, cu respectarea reglementărilor ANRE, iar prețurile se formează pe baza cererii și a ofertei. Piața concurențială angro funcționează pe bază de:

- a) contracte bilaterale între operatorii economici din domeniul gazelor naturale;
- b) tranzacții pe piețe centralizate, administrate de către operatorul pieței de gaze naturale sau operatorul pieței de echilibrare, după caz;
- c) alte tipuri de tranzacții sau contracte.

Pe piața concurențială cu amănuntul, furnizorii vând gaze naturale clienților finali prin contracte la prețuri negociate sau oferte-tip.

De la 15 iulie 2014 și până la 31 decembrie 2018, producătorii din România sau afiliații lor, după caz, au obligația să încheie tranzacții pe piețele centralizate din România, transparent și nediscriminatoriu, pentru vânzarea unei cantități minime de gaze naturale din producția proprie, destinată consumului intern, în conformitate cu reglementările emise de ANRE. Până în prezent, această obligație nu a fost realizată în mod corespunzător. De la 1 ianuarie 2015 la 31 decembrie 2016, furnizorii licențiați au obligația să încheie tranzacții pe piețe centralizate, transparent și nediscriminatoriu, pentru vânzarea/cumpărarea unei cantități minime de gaze naturale, în conformitate cu reglementările emise de ANRE.

În vederea asigurării nediscriminării între aceleași categorii de consumatori, până la sfârșitul perioadei de reglementare, clienții casnici și producătorii de energie termică, doar pentru cantitățile utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în cele termice destinate consumului populației, au același tratament din punct de vedere al asigurării cantităților și prețului de vânzare al gazelor naturale consumate, indiferent dacă au ales să fie eligibili sau reglementați.

De la 1 iulie 2007, piața internă de gaze este deschisă integral pentru toți consumatorii, aceștia având libertatea de a alege un furnizor dintre cei licențiați de ANRE și de a-și negocia direct clauzele și prețul. Consumatorul poate să-și exercite calitatea de consumator eligibil în mod direct, fără a fi necesară îndeplinirea niciunei formalități administrative.

Începând cu 1 ianuarie 2015, piața a fost complet liberalizată pentru consumatorii noncasnici. În septembrie 2015, gradul efectiv de deschidere a pieței interne a fost de 66,83%. Dacă la sfârșitul anului 2014 numărul de clienți eligibili era de 10.558, odată cu liberalizarea complete a pieței pentru consumatorii noncasnici acesta a ajuns, în septembrie 2015, la 181.361.

Piața reglementată a gazelor naturale

Piața reglementată cuprinde consumatorii casnici (care nu au optat pentru piața liberă) și producătorii de energie termică, doar pentru cantitățile utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în cele termice destinate consumului populației, cărora li se furnizează gaze la preț reglementat și în baza contractelor-cadru stabilite de ANRE.

Activitățile aferente pieței reglementate cuprind:

- furnizarea gazelor naturale la preț reglementat și în baza contractelor-cadru până la 30 iunie 2021, pentru clienții casnici;
- furnizarea de ultimă instanță a gazelor naturale;

Sistemul de prețuri pentru gazele naturale este conceput astfel încât să asigure:

- a) apropierea de valoarea de piață a combustibililor alternativi, promovarea competiției pe

- piața gazelor naturale, diversificarea surselor de alimentare și mărirea siguranței furnizării;
- b) recuperarea costurilor efectuate într-o manieră prudentă, aferente activităților reglementate, cu asigurarea unei rate rezonabile a rentabilității pentru capitalul investit în activitățile reglementate;
- c) economisirea de energie la clienții finali;
- d) îmbunătățirea calității gazelor naturale și a serviciilor prestate clienților.

Calendarul de liberalizare a prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației, a fost aprobat prin HG nr. 488/2015 pentru perioada 1 iulie 2015-30 iunie 2021.

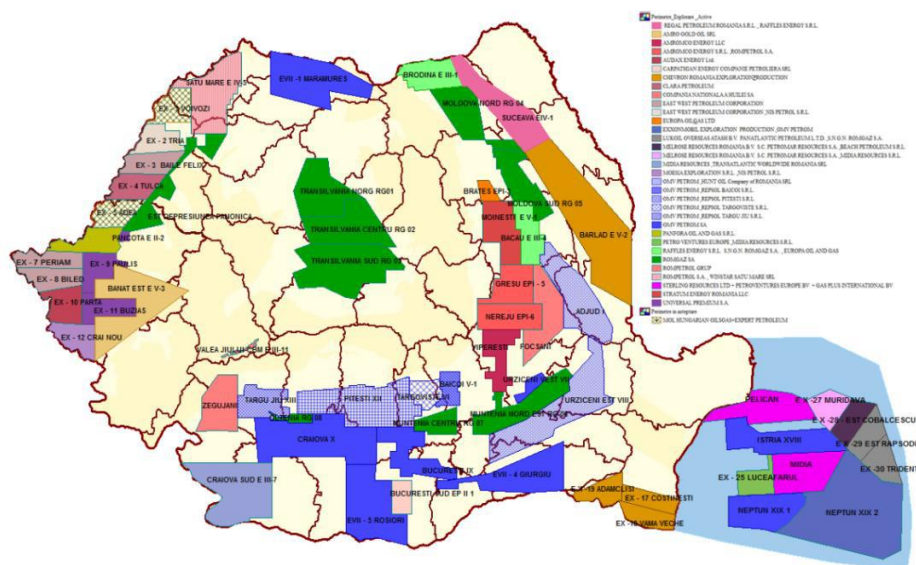
Hidrocarburi

Industria petrolieră este un sector strategic al economiei naționale și un pilon al dezvoltării celorlalte sectoare ale industriei și economiei românești. România are o experiență de peste 150 ani în industria de țiței și de peste 100 ani în industria gazelor naturale, producțiile anuale maxime fiind atinse în anul 1977 (14,65 milioane tone țiței), respectiv 1986 (36,3 mld mc gaze naturale). Din cauza declinului natural al zăcămintelor de țiței și gaze naturale, în principal, dar și reducerii volumului lucrărilor de explorare și a investițiilor, producția anuală de țiței și gaze naturale a scăzut, ajungând în anul 2015 la 3,8 milioane tone de țiței, respectiv 10,8 mld m.c. gaze naturale. În figura 1 sunt prezentate zonele de exploatare a resurselor de țiței și gaze naturale din România.

Zonele de exploatare a resurselor de gaze naturale și țiței din România, 2016

În prezent, în România, se exploatează 447 de zăcăminte de țiței și gaze naturale, din care:

- 255 de zăcăminte comerciale de țiței și gaze naturale cu aproximativ 9.400 de sonde de țiței și 800 de sonde de gaze naturale, pentru care acordurile petroliere sunt deținute de o singură companie, un producător de țiței și gaze naturale;
- 153 de zăcăminte comerciale cu aproximativ 3.200 de sonde de gaze naturale, pentru care acordurile petroliere sunt deținute de o singură companie care desfășoară activități în sectorul gaze naturale;
- alte 39 de zăcăminte pentru care au fost încheiate acorduri petroliere de dezvoltare-exploatare și exploatare petrolieră, având ca titulari diverse companii. Majoritatea sunt zăcăminte mature, având o durată de exploatare de peste 25-30 ani. În vederea descoperirii de noi zăcăminte de țiței și gaze, în România, se desfășoară operațiuni de explorare în 36 de perimetre, din care:
 - Petrom deține dreptul de concesiune pentru 15 perimetre de explorare, dezvoltare și producție onshore, respectiv 2 offshore.
 - Romgaz desfășoară operațiuni petroliere de explorare-dezvoltare-exploatare în 8 perimetre concesionate, în calitate de unic concesionar și este concesionar asociat cu alte companii în 20 acorduri petroliere de explorare, dezvoltare și exploatare din care două offshore.
 - Alte companii desfășoară operațiuni petroliere de explorare-dezvoltare-exploatare în 11 perimetre de explorare, dezvoltare și exploatare.



Perspectivile de evidențiere de noi rezerve probabile și posibile sunt condiționate de investițiile în explorare geologică, precum și de gradul de reușită al sondelor de explorare.

Pe termen scurt și mediu, rezervele sigure de țiței și gaze naturale se pot majora prin implementarea de noi tehnologii, care să conducă la creșterea gradului de recuperare în zăcăminte, și prin implementarea proiectelor pentru explorarea de adâncime și a zonelor offshore din platforma continentală a Mării Negre.

În ceea ce privește explorarea zonelor de apă adâncă din sectorul românesc al Mării Negre, sunt în derulare acorduri/contracte de explorare încheiate între ANRM și producătorii interni (Romgaz și OMV Petrom) împreună cu operatori de renume internațional. Potențialul de hidrocarburi este încă insuficient cunoscut, explorările fiind încă într-o fază incipientă. Geologia Bazinului Mării Negre este mai degrabă favorabilă resurselor de gaze naturale. Descoperiri importante au fost făcute în blocul românesc Neptun, în 2012, de către companiile OMV Petrom și ExxonMobil, estimările plasând depozitul între 42 și 84 mld m.c., respectiv în 2015 de Lukoil, PanAtlantic și Romgaz, în blocul Trident, unde rezervele urmează a fi confirmate de forajul de evaluare, putând depăși 30 mld m.c. de gaze naturale. În România, valorificarea resurselor de țiței și gaze naturale se realizează prin concesiune, în baza unor acorduri petroliere încheiate în urma unor oferte publice, între agenții economici și ANRM, acorduri care intră în vigoare după aprobarea prin Hotărâri de Guvern.

Prevederile acordului rămân neschimbate pe toată durata acestuia. Drepturile și obligațiile titularilor se păstrează pe toată durata acordului petrolier, dacă părțile nu convin modificarea unor prevederi prin acte adiționale.

Întreaga producție internă de țiței este procesată la rafinăria Petrobrazi, iar producția internă de produse petroliere este destinată atât acoperirii pieței interne, cât și a exportului. Producția de materii prime pentru industria petrochimică este conjuncturală, din cauza funcționării cu intermitență a instalațiilor petrochimice, situație generată de conjunctura de pe piața internațională.

Dinamica cererii interne de produse petroliere în perioada 2004-2010 a fost influențată de factori economici și sociali, caracteristici atât perioadei de aderare a României la Uniunea Europeană, cât și perioadei de criză 2009-2010

În anul 2009, la nivelul pieței, s-au comercializat 5,9 milioane de tone de carburanți, iar pe piață au fost livrate circa 8,7 milioane de tone de produse petroliere în total. În perioada 2004 – 2008, piața de produse petroliere a crescut cu 16,5%. Anii de criză 2009-2010 au condus la scăderea cu circa 11% a pieței carburanților față de anul 2008. Chiar dacă vânzările de carburanți au crescut cu aproximativ 35% în perioada 2004-2009, consumul de păcură al României a scăzut semnificativ, respectiv cu 58%, din cauza extinderii rețelei de gaze naturale.

Principalii factori care vor influența cererea de produse petroliere pe piața internă sunt:

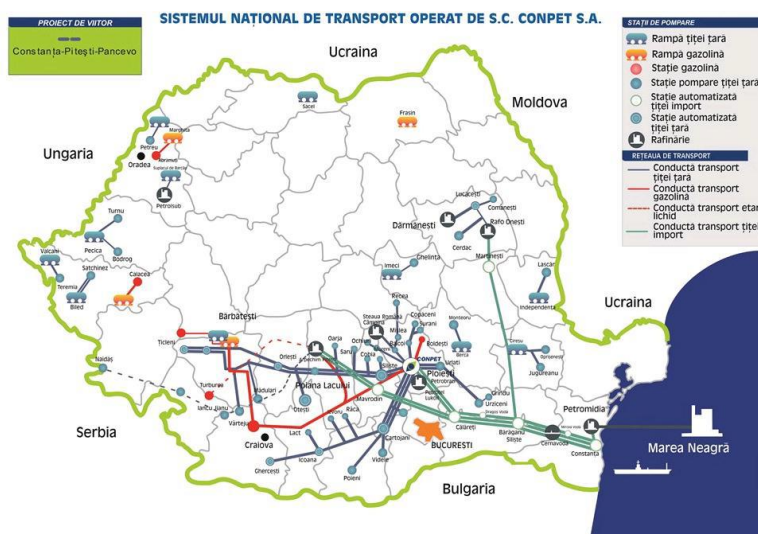
- creșterea prețului, ca urmare a alinierii la nivelul UE de accizare;
- creșterea numărului de automobile per locuitor, România situându-se sub media europeană ca număr de automobile per locuitor;
- inexistența infrastructurii de alimentare a mijloacelor de transport cu surse alternative de energie (ex. curent electric);
- dezvoltarea și modernizarea infrastructurii rutiere.

Sistemul național de transport

Sistemul Național de Transport al țițeiului (SNTT) este operat de CONPET, o companie listată la bursă, în care Statul Român deține o participație de 58,7162% prin Ministerul Economiei. SNTT are o lungime totală a rețelei de conducte de aproximativ 3.800 km, cu o gamă a diametrelor conductelor între 3 – 28 inch, iar capacitatea de transport este de 27,5 milioane tone/an.

Rețeaua de transport este structurată în patru subsisteme principale:

- subsistemul de transport al țițeiului intern are lungimea de 1.540 km și capacitatea de 6,9 milioane tone/an;
- subsistemul de transport al țițeiului din import, cu lungimea de 1.350 km și capacitatea de 20,2 milioane tone/an;
- subsistemul de transport al gazolinei și etanului, cu lungimea de 920 km și capacitatea de 230.000 tone/an gazolină și 100.000 tone/an pentru etan;
- subsistemul de transport pe calea ferată, cu vagoane-cisternă.



În prezent, gradul de utilizare a subsistemului național de transport al țițeiului este de 60,8%, iar gradul de utilizare a subsistemului pentru țițeiul importat este mai mic de 10%. Numai Petrotel Lukoil și, într-o foarte mică măsură, Rompetrol Rafinare utilizează subsistemul destinat transportului țițeiului din import.

Rafinării

România deține, teoretic, cea mai mare capacitate instalată de rafinare din Europa Centrală și de Est, principalele rafinării ale țării având un indice de complexitate ridicat.

Cărbune

Situația actuală:

Situația actuală este prezentată succint în cadrul SER 2019-2030, cu perspectiva anului 2050, astfel:

- producția de cărbune la nivelul anului 2017 era de 5164.7 mii tep, reprezentând aproximativ 15% din mixul de energie;
- resursele de lignit: 690 mil. Tone – perioadă de asigurare cu rezerve 28 de ani;
- resursele de ulei: 232 mil. Tone – perioadă de asigurare cu rezerve 290 de ani;
- resursele de uraniu: nu sunt date disponibile (date cu regim special disponibil în anexă clasificată);
- producția de lignit se realizează în principal din 15 perimetre de exploatare din bazinul carbonifer al Olteniei;

Identificare ținte pentru perioada 2020, 2030 și 2050:

Conform informațiilor din SER 2019-2030, cu perspectiva anului 2030, producerea de energie pe bază de cărbune are tendință de creștere până la orizontul de timp 2030, urmând ca apoi să scadă în acord cu scăderea rezervelor de cărbune.

1. Pentru anul 2020 – realizarea de noi centrale termoelectrice pe bază de lignit cu parametrii supracritici;
2. Pentru anul 2020 – producția de energie electrică pe bază de cărbune va fi de 17.5 TWh (27.5% din ponderea resurselor energetice în producția de energie electrică) față de 17.3 TWh (25.4% din ponderea resurselor energetice în producția de energie electrică) la nivelul anului 2017;
3. Pentru anul 2025 - producția de energie electrică pe bază de cărbune va fi de 17.8 TWh (24,7% din ponderea resurselor energetice în producția de energie electrică) față de 17.3 TWh (27.5% din ponderea resurselor energetice în producția de energie electrică) la nivelul anului 2017;
4. Pentru anul 2030 - producția de energie electrică pe bază de cărbune va fi de 18,8 TWh (20.5% din ponderea resurselor energetice în producția de energie electrică) față de 17.3 TWh (27.5% din ponderea resurselor energetice în producția de energie electrică) la nivelul anului 2017;
5. Pentru anul 2035 - producția de energie electrică pe bază de cărbune va fi de 14.9 TWh, (18% din ponderea resurselor energetice în producția de energie electrică) față de 17.3 TWh (27.5% din ponderea resurselor energetice în producția de energie electrică) la nivelul anului 2017;

6. Pentru anul 2035 – realizarea de noi centrale termoelectrice pe bază de lignit prevăzute cu tehnologia de captare, transport și stocare geologică a CO₂ (CSC).

7. Pentru anul 2040 - 2050 - producția de energie electrică pe bază de cărbune va fi de 14.9 TWh (18% din ponderea resurselor energetice în producția de energie electrică) față de 17.3 TWh (27.5% din ponderea resurselor energetice în producția de energie electrică) la nivelul anului 2017.

Cărbunele este resursa energetică primară de bază în componența mixului energetic, fiind un combustibil strategic în susținerea securității energetice naționale și regionale. În perioadele meteorologice extreme, cărbunele stă la baza rezilienței alimentării cu energie și a bunei funcționări a Sistemului Energetic Național (SEN), acoperind o treime din necesarul de energie electrică. Resursele de lignit din România sunt estimate la 690 mil. tone [124 mil. tep], din care exploatabile în perimetrul concesionate 290 mil. tone [52 mil. tep]. La un consum mediu al resurselor de 4.5 mil. tep/an, gradul de asigurare cu resurse de lignit este de 28 ani în condițiile în care în următorii 25 de ani consumul va rămâne constant și nu vor mai fi puse în valoare alte zăcăminte de lignit.

Puterea calorifică medie a lignitului exploatat în România este de 1.800 kcal/kg. Deoarece zăcămintul de lignit din Oltenia este format din 1-8 straturi de cărbune exploatabile, valorificarea superioară a acestora impune adoptarea urgentă a unor reglementări care să garanteze exploatarea rațională în condiții de siguranță și eficiență, cu pierderi minime. Resursele de ulei din România cunoscute sunt de 232 mil. tone [85 mil. tep] din care exploatabile în perimetrul concesionate 83 mil. tone [30 mil. tep]. La un consum mediu al rezervelor de 0.3 mil. tep/an gradul de asigurare cu resurse de ulei este de 104 ani dar exploatarea acestei resurse energetice primare este condiționată de fezabilitatea economică a exploatărilor.

Huilă

Majoritatea zăcămintelor de ulei din România sunt concentrate în bazinul carbonifer al Văii Jiului, puterea calorifică medie a rezervelor sigure fiind de 3.650 kcal/kg. Zăcămintele de ulei din România sunt situate în condiții geo-miniere complexe, iar caracteristicile mineralogice ce influențează calitatea se situează la limita inferioară.

Ca urmare a restructurărilor sectoarele minier și energetic din România, în prezent întreaga producție de ulei este realizată de Divizia Minieră a Complexului Energetic Hunedoara (CHE), prin patru exploatări miniere, și de Societatea Națională de Închideri Mine Valea Jiului SA, prin trei exploatări miniere. Deși în ultimii ani producția națională de ulei a avut o tendință descrescătoare, România ocupă locul 7 între producătorii de ulei din țările membre ale UE. Și la nivelul UE producția de cărbuni superiori s-a redus cu 6% în 2014 față de 2013, de la 111,7 milioane tone la 105,7 milioane tone.

Societatea Națională de Închideri Mine Valea Jiului S.A. își desfășoară activitatea în baza Planului de Închidere, urmând ca extracția să continue până în anul 2018, cantitatea planificată de ulei extrasă în intervalul 2016 – 2017 fiind de 478.000 tone. Începând cu anul 2018, Divizia Minieră a CEH va rămâne singurul producător de ulei din România.

Huilă extrasă este livrată sub formă de ulei energetic sortată și ulei energetic mixtă către CEH, pentru sucursalele Electrocentrale Paroșeni și Electrocentrale Deva. Oferta de ulei la nivelul actualilor producători din România este mai mică decât cererea.

Gradul de asigurare la nivelul actual de producție (1,5 mil tone anual) este de 36 ani.

La începutul lunii ianuarie 2016, CEH a intrat în procedură de insolvență. Compania are circa 6.000 de angajați la exploatările miniere Livezeni, Lupeni, Lonea și Vulcan și la

termocentralele Mintia și Paroșeni. Este de așteptat ca procesul de restructurare să ducă la o reducere a dimensiunilor CEH, în scopul eficientizării sale economice.

Infrastructura

Divizia Minieră a Complexului Energetic Hunedoara (CEH) dispune de peste 87.927 m de lucrări miniere subterane (puțuri, galerii, plane înclinate, suitori, etc.) precum și de construcțiile de suprafață (corpuri administrative, stații de ventilatoare, ateliere mecanice, electrice etc.) la toate cele patru exploatări miniere.

La momentul actual, Sucursala Divizia Minieră are în exploatare două abataje cu complex mecanizat (E.M. Livezeni și E.M. Lupeni), 10 abataje cu banc subminat și 2 abataje frontale echipate cu stâlpi SVJ și grinzi GSA. Pentru conturarea altor capacități de producție au fost planificate a se executa pe anul 2014 7.378 ml lucrări miniere de pregătire cu o eficiență de aproximativ 4,95 ml/1.000 tone.

Procesarea cărbunelui extras din subteran, pentru încadrarea în parametri de calitate, precum și pentru realizarea sorturilor solicitate de beneficiari, are loc în cadrul unei uzine de preparare. Aceasta funcționează la punctul de lucru Prepararea Cărbunelui „Valea Jiului” Vulcan (PCVJ) și este dotată cu o modernă instalație pusă în funcțiune în 2004, care îndeplinește normele europene de protecție a mediului.

Transportul cărbunelui extras de la punctele de lucru spre termocentrale se face cu vagoane pe calea ferată existentă, existând în dotare 10 locomotive și 43 km cale ferată.

Lignit

Cea mai mare parte a rezervelor de lignit (95%) sunt localizate în Bazinul Minier Oltenia (județele Gorj, Mehedinți și Vâlcea), cu o putere calorică cuprinsă între 1.650 și 1.950 kcal/kg, înregistrând o valoare medie de 1.800 kcal/kg. Zăcămintele de lignit aflate în exploatare dispun de rezerve de peste 400 mil de tone. Rezervele de lignit concesionate pot asigura exploatarea eficientă a acestora pentru încă aproximativ 15 ani, la un nivel al producției de circa 30 mil tone/an.

Capacitatea totală de producție pentru lignit se ridică la circa 33 milioane tone/an, în timp ce consumul intern de lignit este circa 23 milioane tone/an, ceea ce înseamnă o supracapacitate de producție de circa 10 milioane tone/an. Pe de altă parte, producția națională de huiă nu acoperă cererea la nivelul pieței interne, fiind necesar importul.

Infrastructura

Sucursala Divizia Minieră Târgu-Jiu desfășoară activități de extracție a lignitului în 12 cariere prin tehnologii de extracție în flux continuu, cu excavatoare cu rotor (50 utilaje active), transportoare cu banda de mare capacitate (220 km) și mașini de haldat (39 utilaje active), la care se adaugă un perimetru de exploatare în subteran în care extracția lignitului se realizează cu abataje cu front lung, echipate cu complexe mecanizate, la care se adaugă un perimetru de exploatare în subteran în care extracția lignitului se realizează cu abataje de ‘front lung, echipate cu complexe mecanizate.

Infrastructura în sectorul lignitului prezintă un grad de utilizare redus, din cauza subutilizării utilajelor de mare capacitate.

Piețe de tranzacționare organizate

Deși în România există piețe organizate de tranzacționare pentru huiă și lignit, disponibile prin BRM, din cauza configurării jucătorilor din piață, care îndeplinesc simultan rolul de producător și rolul de consumator, aceste piețe nu sunt utilizate.

Prețul extern mediu de tranzacționare pentru cărbunii bituminoși echivalenți huilei produse în România a scăzut de la 45,41 RON/Gcal în anul 2013 la 41,44 RON/Gcal în anul 2014 (sursa

Euracoal), scădere reflectată și în prețul producției interne de ulei de la un preț mediu de 58,83 RON/Gcal la 52,75 RON/Gcal

Integrarea pieței Românești în piața europeană

Până în prezent, cărbunele a fost tratat ca o resursă exclusiv națională, fără a exista intenții de integrare într-o piață internațională. Totodată, având în vedere puterea calorică redusă a cărbunelui românesc, precum și din perspectiva costului de producție ridicat, posibilitatea de integrare a pieței Românești a cărbunelui în piața europeană este redusă, chiar dacă Serbia ar putea fi un eventual importator de cărbune românesc.

Situația resurselor naționale de energie primară (sursa: ANRM)

Uraniu

România dispune de un ciclu deschis complet al combustibilului nuclear, dezvoltat pe baza tehnologiei canadiene de tip CANDU. Dioxidul de uraniu (UO₂), utilizat pentru fabricarea combustibilului nuclear necesar reactoarelor 1 și 2 de la Cernavodă, este produsul procesării și rafinării uraniului extras din producția indigenă. Compania Națională a Uraniului a intrat într-un proces de restructurare, urmând ca, în paralel cu procesul de închidere a minei Crucea (județul Suceava), să exploateze noi zăcăminte în condiții de eficiență. Până la deschiderea și exploatarea unor noi zăcăminte de uraniu indigen, operatorul centralei nucleare de la Cernavodă, Nuclearelectrica SA, achiziționează materia primă atât de pe piața internă, cât și de pe piața externă în vederea fabricării combustibilului nuclear. Rezervele de minereu existente și exploatabile asigură cererea de uraniu natural pentru funcționarea a două unități nuclear-electrice pe toată durata de operare.

Adiacent ciclului combustibilului nuclear este activitatea de gestionare și depozitare a deșeurilor radioactive, rezultate în urma arderii combustibilului nuclear. Totodată, o activitate aparte, specifică tehnologiei CANDU și ciclului combustibilului utilizând uraniul natural este fabricarea apei grele, utilizate în procesul de răcire a centralelor nucleare.

Resurse naționale În România, resursele minerale de uraniu sunt date în administrare pentru exploatare Companiei Naționale a Uraniului (CNU).

În prezent singura exploatare de uraniu activă în România este în județul Suceava și asigură producția de minereu uranifer prin exploatarea a două structuri mineralizate, respectiv Crucea și Botușana. Cu o vechime în exploatare de 26 ani, zăcămintul Crucea-Botușana este în curs de epuizare, cele două structuri urmând să intre într-un program de închidere și ecologizare.

În vederea asigurării cu dioxid de uraniu (UO₂) pentru fabricarea combustibilului necesar reactoarelor 1 și 2 ale centralei nucleare de la Cernavodă pe întreaga lor durată tehnică de exploatare și eficientizarea costurilor de producție, CNU are în vedere deschiderea de noi perimetre de exploatare în zona Carpaților Orientali precum și instalarea unor noi capacități de prelucrare și rafinare, cu tehnologii avansate, care să înlocuiască actualele instalații de pe platforma Feldioara, județul Brașov.

O analiză economică va sta la baza deciziei de deschidere a perimetrelor noi și/sau a soluției de import a minereului de uraniu sau octoxid de uraniu (U₃O₈). Aceste elemente se găsesc în cantități suficiente și în multiple zone pe glob, stabile din punct de vedere politic și economic. În vederea menținerii siguranței în fabricarea combustibilului pentru operarea centralei nucleare de la Cernavodă (cu două sau cu patru unități nucleare), procesarea și rafinarea

U3O8, în vederea obținerii de dioxid de uraniu, se realizează în România, în concordanță cu necesarul rezultat din programul de dezvoltare al energiei nucleare.

Cererea: Analiza consumului și a exportului

Necesarul de combustibil nuclear pentru Unitățile 1 și 2 este asigurat, în prezent, din producția internă, prin exploatarea și prepararea minereurilor uranifere provenite din zăcămintele autohtone și din import. România nu exportă minereu, concentrate tehnice de uraniu sau pulbere sinterizabilă de dioxid de uraniu și nici combustibil nuclear sub formă de fascicule sau altă formă.

Necesarul anual de combustibil nuclear CANDU este de aproximativ 5.300 de fascicule combustibile pe unitate nucleară, iar necesarul anual de pulbere de dioxid de uraniu pentru cele două unități nucleare este de aproximativ 200 tone echivalent uraniu.

România nu exportă minereu, concentrate tehnice de uraniu sau pulbere sinterizabilă de dioxid de uraniu și nici combustibil nuclear sub formă de fascicule sau altă formă.

Oferta: Analiza producției, importului și a stocurilor

Până în prezent, întreaga cantitate de uraniu necesară fabricării combustibilului nuclear utilizat intern a fost asigurată prin procesarea minereurilor din producția autohtonă și rafinarea concentratelor tehnice de uraniu la Feldioara.

Având în vedere încetarea activităților miniere în perimetrele uranifere din Caraș-Severin și Bihor, epuizarea resurselor din zăcămintul Crucea-Botușana, precum și diminuarea stocurilor de concentrate tehnice de uraniu și întârzierea pe termen lung a deschiderii zăcămintului Tulgheș-Grințieș, este necesară stabilirea abordării optime în asigurarea securității energetice naționale privind utilizarea resurselor autohtone de uraniu coroborată cu achiziționarea de uraniu de pe piața internațională

De pe piața internațională pot fi achiziționate concentrate tehnice de uraniu (yellow cake) sau pulbere sinterizabilă de dioxid de uraniu necesară fabricării combustibilului nuclear de tip CANDU. Achiziția acestora se realizează pe bază de contracte pe termen lung, prima livrare aferentă cantității contractate fiind efectuată la o perioadă de 5 ani de la semnarea contractului.

În privința combustibilului nuclear sub formă de fascicule, acesta este fabricat exclusiv în România, prin prelucrarea pulberii sinterizabile de dioxid de uraniu produsă, de asemenea, în România.

În funcție de oferta internațională, pot fi achiziționate de pe piața internațională concentrate tehnice de uraniu (*yellow cake*) sau octoxid de uraniu (U₃O₈), urmând ca procesarea și rafinarea pentru obținerea pulberii sinterizabile de dioxid de uraniu, materia primă necesară fabricării combustibilului nuclear necesar centralelor nucleare-electrice tip CANDU, să se realizeze în România. În prezent, nu se importă uraniu pentru fabricarea pe scară industrială a combustibilului nuclear.

Infrastructura

CNU are în administrare resursele minerale de uraniu și desfășoară următoarele activități: exploatarea zăcămintelor de uraniu, prepararea și obținerea concentratelor uranifere, rafinarea concentratelor tehnice de uraniu și valorificarea pulberii de dioxid de uraniu, precum și activități de conservare, închidere și ecologizare a obiectivelor miniere cu activitate sistată.

Platforma Feldioara asigură prelucrarea minereului de uraniu în uzina de prelucrare minereuri uranifere, unde se obține concentratul tehnic de diuranat de sodiu, și uzina de prelucrare

concentrate tehnice de uraniu, care asigură obținerea octoxidului de uraniu (produs intermediar stabil) și a pulberii sinterizabile de dioxid de uraniu (materia primă pentru fabricarea combustibilului nuclear necesar centralelor nucleare-electrice tip (CANDU).

România este singura țară din Europa care produce combustibil nuclear pentru centrale nucleare-electrice de tip CANDU.

CNU este calificată ca furnizor de pulbere sinterizabilă de dioxid de uraniu, în conformitate cu specificațiile pentru combustibilul nuclear.

Prin activitatea celor două uzine, România este singura țară din Europa care produce în prezent combustibil nuclear pentru centrale nucleare-electrice de tip CANDU. CNU este calificată ca furnizor de pulbere sinterizabilă de dioxid de uraniu, în conformitate cu specificațiile pentru combustibilul nuclear de tip CANDU și cu normele Comisiei Naționale pentru Controlul Activităților Nucleare (CNCAN), fiind și unicul furnizor local de pulbere sinterizabilă de dioxid de uraniu pentru Fabrica de Combustibil Nuclear de la Pitești CANDU și cu normele Comisiei Naționale pentru Controlul Activităților Nucleare (CNCAN), fiind până în prezent și unicul furnizor de pulbere sinterizabilă de dioxid de uraniu pentru Fabrica de Combustibil Nuclear de la Pitești.

Combustibilul nuclear necesar funcționării celor două unități nucleare de la Cernavodă este produs la Fabrica de Combustibil Nuclear Pitești (FCN Pitești), sucursală a Societății Naționale Nuclearelectrice (SNN). Capacitatea de producție a FCN Pitești asigură necesarul anual pentru funcționarea Unităților 1 și 2, având posibilități de extindere pentru a acoperi necesarul de combustibil nuclear pentru noi unități nucleare.

Gestionarea, depozitarea intermediară și depozitarea definitivă a combustibilului nuclear ars în depozite geologice

Deșeurile radioactive sunt colectate, prelucrate (după caz) și depozitate în instalații în condiții de siguranță, prevenind orice efecte negative asupra sănătății publice și a mediului.

După o perioadă de răcire de cel puțin șase ani în bazinul de stocare din clădirea reactorului, combustibilul nuclear ars este transferat la depozitul intermediar de combustibil ars (DICA) pentru stocarea intermediară, pentru o perioadă de peste 50 de ani. DICA este format din module de stocare uscată de tip MACSTOR, dimensionate în funcție de necesitățile de depozitare intermediară.

În final, combustibilul nuclear ars va fi transferat la depozitul geologic de mare adâncime, după punerea în funcțiune a acestuia. ANDR este autoritatea națională competentă în domeniul promovării, dezvoltării și monitorizării activităților nucleare în scopuri exclusive pașnice și al gospodăririi în siguranță a deșeurilor radioactive, inclusiv depozitarea definitivă a acestora.

Gestionarea, depozitarea intermediară și depozitarea definitivă a deșeurilor radioactive

Stocarea intermediară, în condiții de siguranță, a deșeurilor radioactive pe amplasamentul CNE Cernavodă este asigurată de către SN Nuclearelectrice până la punerea în funcțiune de către ANDR a depozitului final pentru deșeuri slab și mediu active (DFDSMA), amplasat în imediata apropiere a centralei (amplasamentul Saligny). Planul de Dezafectare Preliminar (PDP) pentru Unitățile 1 și 2 a fost deja elaborat, în conformitate cu standardul Agenției Internaționale pentru Energia Atomică (AIEA) și transmis la Comisia Națională pentru Controlul Activităților Nucleare (CNCAN), în conformitate cu normele în vigoare.

ANDR are în vedere punerea în funcțiune a două noi depozite: un depozit final pentru deșeuri de viață scurtă slab și mediu active, cu termen estimat în anul 2024, și un depozit geologic de mare adâncime pentru combustibil ars și deșeuri de viață lungă slab și mediu active, cu termen estimat în anul 2055.

Piețe de tranzacționare organizate

La nivel național, nu există o piață de tranzacționare organizată pentru uraniu sau combustibil nuclear, însă toate tranzacțiile cu uraniu sunt notificate Agenției EURATOM de Furnizare a Uraniului (ESA – *EURATOM Supply Agency*), care este și parte semnatară a contractelor de comercializare a uraniului, alături de furnizor și cumpărător.

În România, tranzacționarea apei grele se realizează la preț reglementat.

Integrarea pieței românești în piața europeană

Prin tratatul EURATOM, a fost creată o piață nucleară comună la nivelul UE. Tratatul desemnează ESA pentru a asigura accesul egal al tuturor utilizatorilor la minereu și combustibilul nuclear, în cadrul UE. Totodată, ESA are dreptul de opțiune privind achiziționarea de material nuclear, inclusiv uraniu, produs în Statele Membre ale UE. Deșeurile radioactive nu sunt tranzacționabile, importul lor fiind interzis de majoritatea Statelor Membre ale UE, inclusiv de România. Există preocupări, la nivel conceptual, privind depozitarea finală a deșeurilor radioactive în depozite regionale.

Prin ciclul combustibilului nuclear „deschis” adoptat și în conformitate cu angajamentele de neproliferare asumate de România, este prevăzută depozitarea finală a combustibilului nuclear ars în depozite geologice, opțiunea reprocesării acestuia și reutilizării produselor fisionabile rezultate în reactoarele nucleare nefiind luată în considerare.

România fiind singura utilizatoare a tehnologiei CANDU în Europa, nu există oportunități reale de export pentru apa grea.

SURSELE REGENERABILE DE ENERGIE

Resurse naționale

În stabilirea obiectivelor strategice de dezvoltare a sectorului energetic în UE pentru anul 2030 (țintele 40/27/27) și în contextul strategic al Uniunii Energetice, energia regenerabilă are un rol esențial în reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și a altor forme de poluare, precum și în sporirea siguranței aprovizionării cu energie și susținerea industriei europene a tehnologiilor verzi.

Prin *Directiva 2009/28/CE privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile* se face o alocare pe statele membre ale UE a țintei comunitare de 20% pentru sursele regenerabile de energie (SRE), României revenindu-i să realizeze în 2020 un procent al SRE în consumul național final de energie de 24%.

Pentru 2020, obiectivul asumat de România este de 38% SER din consumul final de energie electrică. Acesta este stabilit prin Legea nr. 220/2008 (art. 5). de promovare a producerii SRE, care instituie o schemă de sprijin a producerii energiei electrice produse din surse regenerabile. Schema de sprijin este un sistem de promovare prin **certIFICATE VERZI (CV)**, prin care sunt eliberate CV producătorilor de energie electrică din SRE. Furnizorii de energie electrică au obligația de a achiziționa CV într-o cotă obligatorie. Schema a fost inițial aprobată prin Decizia COM C(2011) 4938 final din 13 iulie 2011. Ulterior, la 20 martie 2014

a fost notificat un set de măsuri care au modificat sistemul de promovare a producerii energiei din SRE, măsuri care au primit aprobarea COM C(2015) 2886 din 04.05.2015.

În luna septembrie 2010, guvernul a remis Comisiei Europene (CE) *Planul național de acțiune în domeniul E-SRE (PNAER)*, care conține date privind producția de E-SRE necesară atingerii țintei naționale în anul 2020. Din evaluarea PNAER și a producțiilor efectiv înregistrate reiese că țintele naționale privind ponderea energiei electrice din SRE în consumul final de energie electrică au fost depășite, România realizând în 2012 nivelul de 33,57% față de 35% prevăzut pentru 2015.

În cursul anului 2014, CE a adoptat noile Orientări privind ajutorul de stat pentru mediu și energie pentru perioada 2014-2020 (EEAG). Tot în 2014 a fost adoptat Regulamentul general de exceptare pe categorii de ajutoare (RGECA), care simplifică procedurile de punere în aplicare a anumitor măsuri de ajutor în domeniul protecției mediului și energiei, în sensul că, pentru centralele electrice cu putere instalată mai mică de 500 kW, care produc E-SRE nu mai este necesară aprobarea prealabilă a CE.

România dispune de resurse bogate și variate de energie regenerabilă: biomasă, hidroenergie, potențial geotermal, respectiv pentru energie eoliană și fotovoltaică. Acestea sunt distribuite pe întreg teritoriul țării și vor putea fi RESURSE REZERVA

1) exclusiv gaze naturale exprimate în miliarde m³

2) date cu regim special disponibile în anexa clasificată

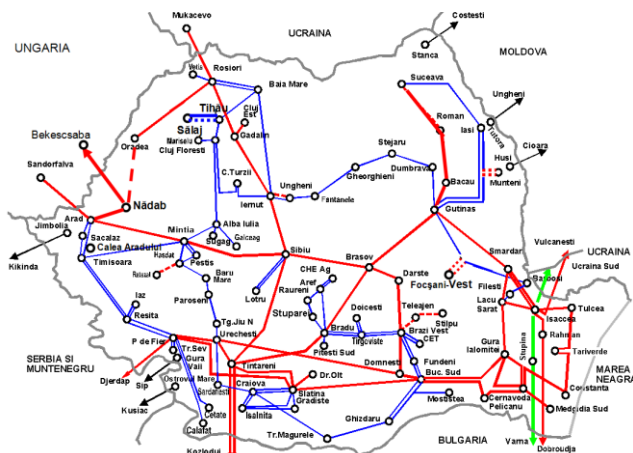
Rețeaua de transport

În România, sistemul electroenergetic național (SEN) și de interconectare cu sistemele energetice ale statelor vecine este administrat și exploatat de CN Transelectrica SA (Transelectrica). Transelectrica este o companie listată la Bursa de Valori București, în care Statul Român este acționar majoritar cu o participație de 58,7%.

Transelectrica este membră a Rețelei Europene a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energie Electrică (ENTSO-E), care are drept scop promovarea integrării pieței de energie electrică în cadrul UE, crearea regulilor de piață și alimentarea sigură cu energie electrică, pe baza codurilor tehnice de rețea și a celor de piață.

Pe baza estimărilor ENTSO-E, România are o capacitate de import de 2.000 MW și o capacitate de export de 1.900 MW.

Alocarea capacităților de interconexiune se realizează în acord cu reglementările europene, în prezent, pe alocare explicită coordonată. De observat că utilizarea comercială efectivă a capacităților de interconexiune se face la circa 50%.



PERIOADA DE ASIGURARE CU RESURSE RESURSE SI REZERVE PURTATOARE DE ENERGIE PRIMARA

Piața de certificate verzi (CV)

Piața de CV este o piață distinctă de piața energiei electrice, care funcționează pe baza mecanismelor concurențiale, de cerere și ofertă a CV. Oferta de CV este dată de numărul de CV emise de OTS către producătorii de E-SRE. Tranzacționarea CV se face în system concurențial, pe piața contractelor bilaterale de CV (pentru centrale electrice care beneficiază de sistemul de promovare, cu puteri instalate de cel mult 1 MW pe producător și cel mult 2 MW pe producător pentru cogenerare de înaltă eficiență pe bază de biomasă) și/sau pe piața centralizată a CV, între producătorii de E-SRE și operatorii economici cu obligație de achiziție de CV, nefiind condiționată de tranzacționarea energiei electrice aferente.

Pentru stabilirea și funcționarea pieței de CV s-au stabilit cote anuale obligatorii de energie

electrică susținute prin lege. Operatorii economici care au obligația de achiziție de CV sunt obligați să achiziționeze anual un număr de CV echivalent cu produsul dintre valoarea cotei obligatorii de achiziție CV pentru anul respectiv și cantitatea de energie electrică furnizată anual consumatorilor finali.

Prin piața certificatelor verzi, OPCOM asigură un cadru de tranzacționare transparent și nediscriminatoriu pentru valorificarea certificatelor verzi de către producătorii de energie electrică din surse regenerabile care beneficiază de schema de sprijin stabilită în România și achiziția certificatelor verzi de către participanții la piață cu obligație de achiziție a certificatelor. În acest sens OPCOM a implementat două modalități de tranzacționare prin care se realizează tranzacționarea spot și la termen a certificatelor verzi.

Piața centralizată a certificatelor verzi (PCCV)

PCCV asigură tranzacționarea spot în mod transparent și nediscriminatoriu, prin licitație închisă a certificatelor verzi (CV).

Principalele caracteristici ale mecanismului de piață prin care are loc încheierea tranzacțiilor pe PCCV sunt următoarele:

- ✓ Tranzacționarea spot a CV se realizează online, de la terminalele participanților înscrisi la

pieță;

- ✓ Decontarea tranzacțiilor se realizează în baza notelor de decontare notificate de către OPCOM pentru fiecare participant care a încheiat tranzacții;

- ✓ Platforma de tranzacționare este anonimă, iar tranzacțiile se încheie la prețul de închiderea pieței stabilit pe baza agregării curbelor cererii și ofertei stabilite pe baza ofertelor transmise de participanții la piață.

Piața contractelor bilaterale de certificate verzi (PCBCV)

PCBCV asigură tranzacționarea în mod transparent și nediscriminatoriu, prin licitație deschisă a CV.

Principalele caracteristici ale mecanismului de piață prin care are loc încheierea tranzacțiilor pe PCBCV sunt următoarele:

- ✓ Tranzacționare *forward* a CV prin licitație deschisă cu inițiator unic pentru fiecare sesiune de tranzacționare;
- ✓ Produsele tranzacționate sunt definite de către participanții inițiatori care stabilesc condițiile ofertelor și contractelor asociate acestora. Perioada de livrare a CV este nelimitată ca durată maximă;
- ✓ Participarea în sesiunile de licitație presupune asumarea fermă a condițiilor de vânzare/cumpărare a CV propuse prin documentele publicate în vederea organizării sesiunii de licitație. În acest sens, contractele semnate în urma atribuirii unei oferte trebuie să respecte întocmai forma și conținutul contractului publicat și prețul stabilit prin sesiunea de licitație.

Platforma de tranzacționare a certificatelor de gaze cu efect de seră (PTCE)

Platforma de tranzacționare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră oferă entităților reglementate posibilitatea să achiziționeze certificate de emisii în cazul unui deficit, cât și oportunitatea de a vinde un surplus în cazul participanților cu exces de certificate.

Principalele caracteristici ale mecanismului de piață prin care are loc încheierea tranzacțiilor pe PTCE sunt următoarele:

- ✓ Tranzacționare *forward* a certificatelor de emisii prin licitație deschisă cu inițiator unic pentru fiecare sesiune de tranzacționare;
- ✓ Produsele tranzacționate sunt definite de către participanții inițiatori care stabilesc condițiile ofertelor și contractelor asociate acestora.

Participarea în sesiunile de licitație presupune asumarea fermă a condițiilor de vânzare/cumpărare propuse prin documentele publicate în vederea organizării sesiunii de licitație. În acest sens, contractele semnate în urma atribuirii unei oferte trebuie să respecte întocmai forma și conținutul contractului publicat și prețul stabilit prin sesiunea de licitație.

ANRE a elaborat, în anul 2014, următoarele reglementări:

- Regulamentul de acreditare a producătorilor E-SRE pentru aplicarea sistemului de promovare prin CV (Ordinul nr. 48/2014);
- Regulamentul de emitere a CV (Ordinul nr. 56/2013);
- Regulamentul de organizare și funcționare a pieței de CV (Ordinul nr. 25/2014);
- Metodologia de stabilire a cotelor anuale obligatorii de energie electrică din SR (Ordinul nr. 144/2014);
- Metodologia de monitorizare a sistemului de promovare a energiei din SRE prin CV (Ordinul nr. 17/2013).

Modificările aduse schemei au urmărit reducerea impactului în factura consumatorilor finali din România, printr-o eșalonare a efortului financiar al consumatorilor de energie electrică pentru susținerea schemei de promovare și pentru o mai bună funcționare a mecanismelor de piață prevăzute de schema de promovare prin CV.

Pe de altă parte, aceste modificări au avut un impact negativ asupra situației economice a producătorilor și au creat nemulțumiri în rândul acestora, fiind afectată în principal valorificarea CV și capacitatea de a asigura un *cash-flow* care să ducă la creșterea gradului de rentabilitate a investițiilor.

Un element important în producerea de energie din SRE îl reprezintă **stocarea de energie**, care este o adevărată provocare pentru dezvoltarea acestor surse, dat fiind caracterul lor intermitent. Pentru implementarea SRE, România trebuie să aibă în vedere dezvoltarea SEN pe întreg ciclul de producere a energiei (producere, rețea, echilibrare, stocare și consum), fără a neglija impactul acestor investiții în factura consumatorului.

Sectorul surselor de energie regenerabilă poate pune în valoare potențialul autohton de cercetare și inovare în sensul dezvoltării de noi tehnologii, de eficiență ridicată și cu contribuție substanțială la protecția mediului înconjurător. Un exemplu este tehnologia de transformare în energie electrică și termică a deșeurilor menajere și agricole, în condițiile în care, potrivit raportărilor Ministerului Mediului, cantitatea anuală de deșuri menajere depășește 7,5 milioane tone.

Energia din surse regenerabile produsă în România în ultimul an de raportare (2014) a fost de 24.782 GWh (valoare normalizată), ceea ce a condus la realizarea unei ponderi a E-SRE în totalul consumului final brut de energie electrică al României de 44%. Stabilirea gradului de îndeplinire a țintei naționale legal stabilite s-a făcut comparând valoarea realizată în anul de analiză cu cea a țintei naționale legal stabilită.

Rețeaua de transport a energiei electrice

În România, sistemul electroenergetic național (SEN) și de interconectare cu sistemele energetice ale statelor vecine este administrat și exploatat de CN Transelectrica SA.

Transelectrica este o companie listată la Bursa de Valori București (BVB), în care statul este acționar majoritar, cu o participație de 58,7%.

Transelectrica este membră a Rețelei Europene a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energie Electrică (ENTSO-E), ce are drept scop promovarea integrării pieței de energie electrică în cadrul UE, crearea regulilor de piață și alimentarea sigură cu energie electrică, pe baza codurilor tehnice de rețea și a celor de piață. Potrivit estimărilor ENTSO-E, România are o capacitate de import de 2.000 MW și o capacitate de export de 1.900 MW

Alocarea capacităților de interconexiune se realizează în acord cu reglementările europene, pe alocare explicită coordonată. De observat că utilizarea comercială efectivă a capacităților de interconexiune se face la circa 50%.

RET s-a dezvoltat în anii trecuți în corelare cu capacitățile de producție instalate și cu un nivel și structură de consum mult superioare situației prezente. Ca atare, RET reprezintă o infrastructură puternică și satisfăcătoare din punctul de vedere al adecvantei de ansamblu, ținând cont de cerințele de consum actuale.



Sursa: Transelectrica (2014)

La nivelul anului 2014, în medie, peste 50% din echipamentele primare aveau o vechime de sub 12 ani și beneficiau de tehnologii moderne din punct de vedere al sistemelor de izolație, acționare, protecție, monitorizare sau supraveghere. Transformatoarele de măsură și descărcătoare sunt înlocuite în cea mai mare măsură, în timp ce aproape jumătate din echipamentele primare cele mai importante (întreruptoarele și unitățile de transformare de putere) au încă o vechime de peste 25 ani.

Spre deosebire de alte subsectoare ale SEN, RET a fost una din zonele de infrastructură în care s-au făcut în mod sistematic investiții:

- A fost creată infrastructura necesară pieței centralizate de electricitate și conducerii moderne prin dispecer pe toate componentele: EMS-SCADA, *metering* pentru piața angro, platformele necesare noilor piețe de electricitate, inclusiv de echilibrare, precum și rețeaua în fibră optică (*on-grid backbone* și *off-grid*);
- A început și continuă un amplu program de re tehnologizare și modernizare în stațiile electrice de transport, fiind deja re tehnologizate circa 50% din totalul de 82 de stații;
- S-au finalizat noi linii de interconexiune (Nădab – Beckescsaba, pe relația cu Ungaria), iar pentru altele s-a început execuția (Reșița – Pancevo, pe relația cu Serbia). Analiza nu indică probleme privind capacitatea RET de a asigura continuitatea alimentării consumului.

O problemă majoră este legată de incertitudinea față de evoluția capacităților de producție descentralizate, în contextul interesului investitorilor în capacități de producție a E-SRE. Dacă, în trecut, centrul de greutate al producției de energie electrică se situa în zona de SV a țării, sub impactul dezvoltării capacităților de producție E-SRE, centrul de greutate al producției s-a deplasat către zona de SE, nordul țării rămânând în deficit de surse locale de producție. În consecință, efortul investițional cu accent pe un pachet de linii noi de 400 kV este prioritar.

România face parte din coridorul prioritar numărul 3 privind energia electrică „Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est” (*NSI East Electricity*), definit în propunerea de Reglementarea UE privind principiile directe pentru infrastructura energetică trans-europeană COM(2011) 658 final.

În cadrul celei de-a doua liste de proiecte PCI, care a fost finalizată în 2015, Transelectrica este implicată în două proiecte:

- Clusterul Romania—Serbia/interconectare între Reșița și Pancevo (cunoscut sub denumirea *Mid Continental East Corridor*), care include următoarele proiecte:
 - ✓ Linia de interconexiune Reșița (România) – Pancevo (Serbia);

- ✓ Linia internă Porțile de Fier – Reșița;
- ✓ Linia internă Reșița – Timișoara/Săcălaz;
- ✓ Linia internă Timișoara/Săcălaz – Arad;
- Clusterul Romania – Bulgaria/creșterea capacității de interconectare (cunoscut sub denumirea de *Black Sea Corridor*), care include următoarele proiecte:
 - ✓ Linia internă Cernavodă – Stâlp;
 - ✓ Linia internă Gutinaș – Smârdan.

Aceste proiecte prioritare au o mare problemă de implementare, deoarece circuitul actual al avizelor și acordurilor, precum și al exproprierilor publice este încă foarte lent și birocratic, intrând în contradicție cu termenele procedurilor de accesare la fonduri europene. Este necesară o lege nouă, care să faciliteze accelerarea marilor proiecte de investiții.

Sistemele de distribuție

În România, gradul de racordare a consumatorilor la rețeaua electrică de distribuție (RED) este relativ ridicat (la nivel național, peste 96%), însă există localități izolate, amplasate la distanțe mari de centrele urbane și dispersate pe teritoriul țării, neelectrificate încă (circa 30% dintre acestea sunt comunități cu 5-10 gospodării).

Capacități nuclear-electrice

În România, se exploatează în prezent două unități nucleare de producere a energiei electrice, Unitățile 1 și 2 de la Cernavodă, echipate cu reactoare de tip CANDU 6, utilizând apa grea și uraniul natural. Au o putere instalată cumulată de 1.414 MW (2 x 706,5 MWe), fiind cele mai mari grupuri din sistem, cu o contribuție importantă la reducerea emisiilor de carbon. Ele au o contribuție majoră și constantă la acoperirea cererii de energie electrică din România, funcționând la baza curbei de sarcină a SEN, cu o producție anuală medie de circa 11 TWh. Unitatea 1, aflată în exploatare comercială din decembrie 1996, are o durată de operare de 25-30 de ani, cu posibilitate de prelungire cu încă 25-30 de ani după retubare (re tehnologizare), în 2022-2023. Astfel, în funcție de gradul de încărcare totală a reactorului, durata totală de funcționare posibilă este de 55 de ani, respectiv până în 2050.

Similar, Unitatea 2, aflată în exploatare comercială din septembrie 2007, are o durată totală de funcționare posibilă de 55 de ani după retubare (re tehnologizare) în anul 2032, respectiv până în anul 2060. Principalele beneficii ale exploatării Unităților 1 și 2 sunt următoarele:

- ✓ cele două unități nucleare de la Cernavodă au generat în 2015 circa 18-20% din producția totală de electricitate a României;
- ✓ potrivit datelor *Nuclear Engineering International* (2014), ce iau în considerare factorul

mediu de utilizare a puterii instalate pe durata de exploatare, dintr-un total de 404 unități nucleare aflate în exploatare, Unitatea 2 se afla pe locul 5 pe plan mondial, cu un factor de utilizare de 92,4%, iar Unitatea 1 pe locul 16, cu un factor de utilizare de 88,8%;

- ✓ misiunea internațională de evaluare a *World Association of Nuclear Operators* (WANO) din noiembrie 2015 a relevat un nivel înalt de securitate nucleară la CNE Cernavodă, apreciind că zonele de activitate ale centralei sunt printre cele mai bune la nivel mondial, pe baza standardelor de evaluare la nivel de industrie nucleară internațională;

- ✓ CNE Cernavodă asigură și termoficarea orașului Cernavodă, livrând în medie circa 40.000 Gcal anual.

Piața centralizată a contractelor bilaterale

Prin piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică, OPCOM asigură cadrul de tranzacționare transparent și nediscriminatoriu necesar pentru atribuirea contractelor bilaterale pentru livrarea la termen a energiei electrice.

Începând cu 1 ianuarie 2014, în cadrul Pieței Centralizate a Contractelor Bilaterale de energie electrică sunt incluse modalitățile de încheiere a contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă (PCCB-LE), negociere continuă (PCCB-NC) și prin contracte de procesare (PCCB-PC).

Tranzacționarea în cadrul acestei piețe se realizează pe baza contractului cadru aplicabil în cazul PCCB-LE și PCCB-PC și pe baza contractului standard aplicabil în cazul PCCB-NC.

Piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică

Prin piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC) se asigură cadrul de tranzacționare transparent și nediscriminatoriu, necesar pentru încheierea de tranzacții în baza contractelor cadru EFET dintre participanții la piață.

Mecanismul de piață implementat asigură încheierea de tranzacții în mod anonim, exclusiv la cel mai bun preț al pieței, respectiv cel mai mic preț de vânzare sau cel mai mare preț de cumpărare. Având în vedere faptul că regulile de atribuire presupun aplicarea automată, în mod succesiv, atât a criteriilor de preț, marcă de timp și cantitate, cât și a criteriilor configurate conform listelor de eligibilitate, pentru această piață sunt aplicate criterii de transparență care presupun publicarea detaliilor complete pentru tranzacțiile al căror preț a variat cu peste 10% față de prețul de referință sau prețul tranzacției anterioare și pentru tranzacțiile mai mari de 50 MW.

Piața centralizată pentru serviciul universal (PCSU)

Mecanismul de tranzacționare a fost introdus începând cu data de 4 februarie 2015. Prin intermediul acestei piețe centralizate, titularii de licență desemnați de ANRE pentru prestarea serviciilor de *Furnizor de ultimă instanță* încheie contracte pentru achiziția energiei electrice destinate acoperirii consumului de energie electrică facturat la tarif CPC al clienților finali deserviți în regim de serviciu universal.

Sesiunile de licitație sunt organizate pe baza principiilor licitațiilor simultane cu preț descrescător, în runde iterative, prețul anunțat pentru o rundă fiind mai mic decât prețul din runda anterioară, pentru fiecare produs de tranzacționare în parte. Atât produsele supuse tranzacționării, prețurile de pornire, cantitățile de energie electrică supuse tranzacționării, volumul minim de ofertare și formulele de stabilire a prețului pentru fiecare rundă sunt stabilite de către ANRE.

Piața de energie electrică pentru clienții finali mari (PMC)

Mecanismul de tranzacționare a fost implementat în data de 19 martie 2014. Principalele caracteristici ale mecanismului de piață prin care are loc încheierea tranzacțiilor pe PMC sunt următoarele:

- ✓ Tranzacționare *forward* a energiei electrice printr-un mecanism specific, care permite negocierea publică a condițiilor contractului și negocierea pe platforma electronică a prețului de atribuire și a cantităților tranzacționate;
- ✓ La sesiunile de tranzacționare pot participa clienții finali mari (consum anual de cel puțin 70.000 MWh) în calitate de cumpărători și titulari de licență de furnizare și de

producere a energiei electrice, în calitate de vânzători. Sesiunile de tranzacționare pot fi inițiate atât de către cumpărători, cât și de vânzători;

- ✓ Produsele tranzacționate sunt definite de către participanții inițiatori care stabilesc condițiile ofertelor și contractelor asociate acestora utilizând contractul cadru aplicabil acestei piețe. Perioada de livrare a produselor tranzacționate este de cuprinsă între un an și 5 ani;
- ✓ Participarea în sesiunile de licitație presupune asumarea fermă a condițiilor de vânzare/cumpărare a energiei electrice propuse prin documentele publicate în vederea organizării sesiunii de licitație. În acest sens, contractele semnate în urma atribuirii unei oferte trebuie să respecte întocmai forma și conținutul contractului publicat și prețul stabilit prin sesiunea de licitație.

Piața pentru ziua următoare

Piața pentru ziua următoare (PZU), implementată la data de 30 iunie 2005, pune la dispoziția participanților tranzacționarea produselor standard, cu livrare în ziua următoare zilei de tranzacționare, oferind un mecanism sigur pentru echilibrarea portofoliilor cu o zi înainte de ziua de livrare și un preț de referință pentru piața angro, stabilit în mod transparent. Participarea la PZU este voluntară și se adresează tuturor titularilor de licență (producători, furnizori, traderi și operatori de rețea).

Începând cu data de 1 iulie 2008, OPCOM SA și-a asumat rolul de contraparte în tranzacțiile de energie electrică pe PZU, prin implementarea, în vederea asigurării tranzacțiilor pe această piață împotriva riscului de neplată, a mecanismelor bancare de debitare directă, respectiv de garantare a ofertelor de cumpărare și a plăților. Prin mecanismele implementate s-a asigurat plata integrală a tranzacțiilor cu energie electrică în două zile bancare de la ziua de tranzacționare.

Următoare etapa de dezvoltare din România funcționează în regim cuplat cu piețele spot din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria prin **mechanismul de cuplare prin preț**, proiect cunoscut ca 4M MC.

Pe PZU se încheie în fiecare zi de tranzacționare tranzacții ferme cu energie electrică, pentru fiecare interval orar al zilei de livrare care urmează zilei de tranzacționare, pe baza ofertelor transmise de participanții la PZU. Procesul de cuplare a celor patru piețe spot are la bază alocarea implicită a fluxurilor orare de energie electrică pe granițe, pe baza capacității de interconexiune disponibile, pe sensul de import sau de export, după caz, iar sensul fluxurilor orare de energie transfrontaliere sunt de la prețul mai mic la prețul mai mare.

Operatorii sistemelor de transport (OTS), în mod coordonat, stabilesc valorile capacităților de interconexiune disponibile pentru piața pentru ziua următoare, bursele agregă ofertele, inclusiv ofertele bloc anonimizate, și le transmite către coordonatorul burselor (prin intermediul furnizorului de servicii sau direct către coordonator, atunci când furnizorul de servicii îndeplinește rolul de coordonator). Coordonatorul burselor asigură rularea algoritmului de cuplare și distribuirea rezultatelor cuplării se realizează de către în vederea validării; în funcționarea cuplată, tranzacțiile pe PZU se efectuează prin corelarea ofertelor (simple/bloc) de vânzare și de cumpărare prin mecanismul de licitație, stabilit conform mecanismului de cuplare prin preț al regiunilor (PCR – *Price Coupling of Regions*).

Piața intra-zilnică

Piața intrazilnică (PI), lansată în anul 2011, permite tranzacționarea în ziua de livrare. PI oferă participanților oportunitatea de a-și echilibra portofoliul de vânzări pentru ziua livrării prin tranzacții efectuate după închiderea PZU, începând cu o zi înainte, până la două ore anterior începerii livrării, PI și PZU fiind două piețe pe termen scurt complementare. PI este

ultima piață care asigură un cadru de tranzacționare exclusiv între participanții la piață înainte de Piața de Echilibrare, fiind destinată ajustării schimburilor fizice nete rezultate din contractele bilaterale și tranzacțiile încheiate pe PZU. PI a fost implementată în vederea facilitării integrării prin mecanisme de piață a unui volum tot mai mare de energie electrică din surse regenerabile, energie caracterizată de volatilitate crescută.

Inițial, PI a fost implementată cu o sesiune de ajustare care se desfășura în ziua anterioară zilei de livrare, după închiderea tranzacțiilor PZU și se caracteriza printr-un mecanism de licitație deschisă cu negociere continuă, în doi pași, respectiv transmiterea ofertelor și validarea acestora în raport cu garanțiile disponibile și, ulterior, corelarea ofertelor. Din luna ianuarie 2014 a fost implementat mecanismul de tranzacționare cu corelare continuă pentru fiecare zi de livrare începând din ziua anterioară zilei de livrare, continuând în ziua de livrare cu până la două ore înainte de începutul livrării

În cadrul mecanismului de tranzacționare prin corelare continuă implementat în PI în timpul sesiunii de tranzacționare, participanții pot transmite oferte, le pot modifica sau anula, tranzacțiile încheindu-se de îndată ce, prin introducerea unei oferte noi sau modificarea unei oferte existente, se îndeplinesc condițiile de corelare. Tranzacțiile se încheie la prețul ofertei de răspuns. Trecerea la mecanismul de tranzacționare prin corelare continuă și-a dovedit utilitatea, fiind înregistrată o activitate semnificativ crescută pe această piață, cantitățile tranzacționate în anul 2014 fiind de aproximativ 4,5 ori mai mari decât în anul 2013.

Piața de echilibrare

Piața de echilibrare (PE) are ca scop stabilirea în timp real, pe baze comerciale, a echilibrului între consumul și producția de energie electrică și realizarea managementului comercial al restricțiilor de rețea din SEN. Transelectrica este contraparte pentru fiecare participant la PE, în toate tranzacțiile încheiate pe această piață, administrată de Operatorul Pieței de Echilibrare (OPE), care este responsabil pentru înregistrarea participanților, colectarea, verificarea ofertelor și stabilirea cantităților efectiv livrate în PE.

Pe această piață se tranzacționează energia de echilibrare corespunzătoare serviciilor de sistem contractuale pentru reglaj secundar, reglaj terțiar rapid, reglaj terțiar lent și pornire. PE este obligatorie pentru toți producătorii cu unități dispacherizabile, calificați pentru furnizarea serviciilor de sistem, care trebuie să ofereze întreaga capacitate de producție disponibilă.

Energia de echilibrare este dispusă prin comanda de dispacher la creștere/reducere de putere, în funcție de necesitățile echilibrării, în timp real, a producției cu consumul.

OPCOM stabilește obligațiile de plată și drepturile de încasare aferente fiecărui participant la PE. Drepturile de încasare, respectiv obligațiile de plată ale fiecărui participant la PE sunt determinate pe baza energiei efectiv livrate, orar, la creștere de putere, respectiv la reducere de putere, pe tipuri de reglaje și a prețului marginal pentru reglaj secundar, respectiv al prețurilor ofertate pentru reglaj terțiar rapid/lent.

Prețurile de deficit și de excedent de energie electrică – dezechilibre PRE

OPCOM calculează lunar prețurile orare de deficit și de excedent de energie electrică. Prețul orar de deficit se determină ca raport dintre valoarea totală, orară a energiei electrice efectiv livrate, la creștere de putere și cantitatea totală, orară, de energie electrică efectiv livrată la creștere de putere. Prețul orar de excedent se determină ca raport dintre valoarea totală, orară a energiei electrice efectiv reduse și cantitatea totală, orară de energie electrică efectiv redusă.

Titularii de licență/autorizații de funcționare au obligația asumării responsabilității echilibrării, față de OTS, pentru întreaga producție, achiziție, import, consum, vânzare sau export de energie electrică, respectiv să se înregistreze ca Parte Responsabilă cu Echilibrarea

(PRE) sau să-și transfere responsabilitatea echilibrării unei alte PRE. Dezechilibrele orare cantitative și valorice sunt calculate lunar de către OPCOM, pentru fiecare PRE. Pentru valorile dezechilibrelor pozitive corespunzătoare sumei dezechilibrelor pozitive orare, PRE facturează sumele respective la OTS, iar pentru valorile dezechilibrelor negative corespunzătoare sumei dezechilibrelor negative orare, OTS facturează sumele respective către PRE. OPCOM efectuează redistribuirea costurilor sau veniturilor suplimentare provenite din echilibrarea sistemului prin alocarea unei cote din această valoare fiecărei PRE, pe baza consumului lunar înregistrat de fiecare PRE în luna de referință. Costurile suplimentare se facturează de către OTS la PRE, iar veniturile suplimentare se facturează de către PRE la OTS.

Piața Serviciilor Tehnologice de Sistem

Transelectrica cumpără servicii tehnologice de sistem (STS) de la producători printr-o procedură reglementată de ANRE și pe o piață parțial competitivă. Tipurile de servicii tehnologice de sistem achiziționate includ rezerve secundare, rezerve terțiare lente de la surse convenționale sau în cogenerare și rezerve terțiare rapide. Rezervele primare nu sunt achiziționate printr-un sistem competitiv, ci sunt asigurate de către Transelectrica.

Exploatate pe scară mai largă pe măsură ce raportul performanță-preț al tehnologiilor se va îmbunătăți, prin maturizarea noilor generații de echipamente și instalații aferente.

Potențialul hidroenergetic este utilizat în bună măsură, deși există posibilitatea de a continua amenajarea hidroenergetică a cursurilor principale de apă, cu respectarea bunelor practici de protecție a biodiversității și ecosistemelor.

Capacități nuclear-electrice

În România, se exploatează în prezent două unități nucleare de producere a energiei electrice, Unitățile 1 și 2 de la Cernavodă, echipate cu reactoare de tip CANDU 6, utilizând apa grea și uraniul natural. Unitățile nucleare 1 și 2 de la Cernavodă (cu o putere instalată cumulată de

1.414 MW - 2 x 706,5 MWe) sunt cele mai mari grupuri din sistem, având o contribuție importantă la reducerea emisiilor de carbon.

Acestea au o contribuție importantă și constantă la acoperirea cererii de energie electrică din România, funcționând la baza curbei de sarcină a Sistemului Energetic Național, asigurând o producție anuală medie de aproximativ 11 TWh.

Unitatea 1, aflată în exploatare comercială din decembrie 1996, are o durată de operare de 25-30 de ani, cu posibilitate de prelungire cu încă 25-30 de ani după retubare (retecnologizare) în 2022-2023. Astfel, în funcție de gradul de încărcare totală a reactorului, durata totală de funcționare posibilă este de 55 de ani, respectiv până în anul 2050.

Tehnologia care va fi utilizată în cadrul Proiectului este tehnologia de tip CANDU 6, având unitatea 2 de la CNE Cernavodă ca centrală de referință, incluzând îmbunătățirile asumate de proprietarul tehnologiei CANDU 6 și de statul român în timpul procesului de obținere a opiniei Comisiei Europene, în conformitate cu Art. 41 al Tratatului EURATOM, precum și cele rezultate din analizele post-Fukushima.

Obiectivul sectorului energetic din România, de asigurare a securității alimentării cu energie electrică și termică a tuturor consumatorilor, la un nivel de calitate corespunzător, trebuie să se realizeze cu cele mai mici costuri pentru consumatori, cu respectarea cerințelor de mediu și în acord cu obiectivele din Cadrul de reglementare pentru politici de mediu și energie pentru perioada 2020 – 2030 elaborat de Comisia Europeană și Strategia Europeană de securitate energetică, astfel încât să fie menținute siguranța în alimentarea cu energie, competitivitatea industriei și protejarea locurilor de muncă.

Creșterea capacității energetice a centralei nucleare de la Cernavodă cu încă două unități nucleare a fost identificată ca fiind soluția optimă de acoperire a deficitului de capacitate după 2020, atât din punct de vedere tehnico-economic și al termenului de realizare, cât și din perspectiva utilizării resurselor interne și infrastructurii naționale existente, dezvoltate pe tipul de tehnologie CANDU. Totodată, finalizarea Proiectului Unitățile 3 și 4 de la CNE Cernavodă, are în vedere valorificarea unor active existente, având o valoare considerabilă, aflate în patrimoniul public - apa grea și octoxid de uraniu - și respectiv în patrimoniul Societății Naționale Nuclearelectrica S.A. (SNN) - teren, clădiri, echipamente etc. - și al S.C. EnergoNuclear S.A. (EN) - active intangibile, etc, în condițiile legii.

Proiectul nuclear de la Cernavodă se încadrează în categoria investițiilor în tehnologii cu emisii reduse de carbon, absolut necesare pentru România, în contextul obiectivelor foarte ambițioase de decarbonizare la nivel european, reducere cu 40% a emisiilor de gaze cu efect de seră până în anul 2030. În același timp, este necesar să avem în vedere faptul că asemenea proiecte de anvergură sunt caracterizate de infuzii de capital majore în perioada de construcție, dar cu venituri sigure și stabile în perioada de exploatare (capacitățile nucleare funcționează în baza curbei de sarcină, pe o perioadă de 50 de ani, având o contribuție majoră la asigurarea securității Sistemului Electroenergetic Național).

În contextul economic actual și al pieței de electricitate care nu oferă condiții suficiente pentru realizarea investițiilor în proiectele mari de infrastructură energetică, necesare sectorului energetic, cu impact major în revigorarea economică a României, coroborat cu specificitatea tehnologiilor energetice cu emisii reduse de carbon, adesea caracterizate prin necesar de capital intensiv și durate mari de realizare, se pune problema necesității unor mecanisme suport care să faciliteze realizarea investițiilor mari de infrastructura energetică, bazate pe principiile pieței libere de energie și cu respectarea reglementărilor europene privind transparența, competiția și ajutorul de stat. Securizarea va putea fi realizată atât prin mecanisme fiscale, cât și cu ajutorul unor instrumente comerciale adaptate domeniului

energetic, care să permită, în principal, predictibilitatea recuperării investiției pentru investitorii în capacități de producere a energiei prin tehnologii cu emisii reduse de carbon.

În ultimii șase ani, România a avansat în utilizarea unei părți importante a potențialului energetic eolian și solar.

Subsector energie regenerabilă (hidrocentrale, eoliene, solare, geotermale, biomasă

Situația actuală:

Situația actuală din subsectorul energiei regenerabile este prezentat în cadrul SER 2019-2030, cu perspectiva anului 2050 astfel:

- ✓ producția de energie hidroelectrică, energie nucleare-electrică, solară și energia electrică din import la nivelul anului 2017 era de 5.203,8 mii tep, reprezentând aproximativ 15,2% din mixul de energie;

Hidroenergia: potențialul hidroenergetic al României este asigurat pe de o parte de către apele interioare cu o producție de 51.6 TWh/an, iar pe de altă parte de către fluviul Dunărea (partea românească) cu o producție de 18,4 TWh/an;

- ✓ energie eoliană: sunt prezentate zone ce oferă posibilități de valorificare energetică (Dobrogea, areale din Bărăgan și Moldova) și contextul dezvoltării acestui sector pe piața producerii de energie;
- ✓ energie solară: este valorificată în scop energetic în două direcții: pe de o parte în sistem individual la asigurarea apei calde menajere și încălzirea clădirilor, iar pe de altă parte producerea de energie electrică în sisteme fotovoltaice. Zonele cu potențial maxim sunt: Dobrogea, estul Bărăganului și sudul Olteniei;
- ✓ biomasă (care poate fi sub formă de biolichide, biogaz, deșeuri și gaze de fermentare a deșeurilor și nămolurilor, lemne de foc); principala formă a biomasei cu destinație energetică este reprezentată de către lemnele de foc utilizate ca sistem de încălzire în locuințe individuale;
- ✓ prezentarea producerii de energie din surse regenerabile (biomasă, biocarburanți, biogaz, deșeuri și gaze de fermentare a deșeurilor și nămolurilor, lemne de foc, deșeuri prin valorificare energetică) va avea un trend ascendent, urmând ca la nivelul anului 2030, consumul lemnului de foc să scadă cu 20%, iar consumul de biocarburanți să crească cu 4.1 Twh/an;
- ✓ la nivelul anului 2017 producția de energie din sursele menționate anterior a fost de 126 MW;
- ✓ energia geotermală: sunt prezentate principalele perimetre de exploatare localizate în vestul Transilvaniei, pe suprafețe restrânse în nordul Bucureștiului și orașului Râmnicu Vâlcea, și în jurul localității Țândărei. De asemenea se prezintă faptul că acest tip de resursă regenerabilă este nefezabilă în raport costbeneficiu

Hidroenergia

România beneficiază de un potențial ridicat al resurselor hidroenergetice. Dintr-un total al potențialului teoretic liniar de aproximativ 70,0 TWh/an, potențialul teoretic liniar al cursurilor de apă interioare este de aproximativ 51,6 TWh/an, iar cel al Dunării (doar partea românească) este evaluat la cca.18,4 TWh/an.

Schemele de amenajare complexă a râurilor interioare și a Dunării au fost elaborate începând din perioada interbelică și au fost definitivate, în mare parte, până în anul 1990. Acestea au fost gândite pentru a permite folosințe complexe: hidroenergie, navigație, regularizarea multianuală sau sezonieră a stocurilor de apă, pentru a permite alimentarea cu apă sau irigații, industrie și populație, precum și pentru atenuarea viiturilor și tranzitarea lor în siguranță la nivelul albiilor. Schemele de amenajare au fost parțial puse în operă conform acestor folosințe complexe până în 1990, dar o parte semnificativă sunt încă în stadiul de proiect sau au lucrări începute și nefinalizate.

Conform schemelor de amenajare complexă concepute înainte de 1990, potențialul hidroenergetic tehnic amenajabil este de cca. 40,5 TWh/an, din care cca. 11,6 TWh/an revin Dunării, iar pe râurile interioare se poate valorifica un potențial cca. 24,9 TWh/an prin centrale cu puteri instalate mai mari de 3,6 MW, iar restul de 4,0 TWh/an în centrale mai mici. Aceste scheme de amenajare au fost proiectate pentru a valorifica potențialul hidroenergetic la cote ridicate, fiind bazate pe concentrări de căderi și debite, realizabile prin lucrări de derivare ale cursurilor de apă și pe instalarea în centrale a unor debite care depășeau de 3-4 ori debitele modul din secțiunile amenajate, chiar și în cazul schemelor cu lacuri mici de acumulare, cu un grad de regularizare cel mult zilnic-săptămânal.

După anul 1990, dar mai ales după anul aderării României la Uniunea Europeană, utilizarea resurselor de apă a trebuit să țină cont de politicile promovate pentru protecția mediului. În domeniul hidroenergetic, aceste politici de mediu au avut impact asupra modului în care se poate valorifica potențialul natural, în principal prin conjugarea a două măsuri: adoptarea unor nivele superioare pentru debitele de servitute/ecologice și stabilirea arealelor incluse în rețeaua Natura 2000. Practic, în anul 2018, față de anul 1990, s-au diminuat stocurile anuale de apă utile cu circa 20% și au fost blocate cele mai fezabile amplasamente pentru proiecte noi ca urmare a instituirii arealelor Natura 2000, care ocupă circa 22,5% din suprafața tuturor bazinelor hidrografice.

Estimările actuale privind potențialul tehnico-economic amenajabil, diminuat în urma acestor reglementări pentru protecția mediului, arată că, față de cei 40,5 TWh/an energie estimată în 1990, în anul 2018 potențialul tehnico-economic amenajabil s-a redus la circa 27,10 TWh.

S.P.E.E.H. Hidroelectrică S.A., companie căreia statul i-a concesionat bunurile proprietate publică în domeniul producerii energiei electrice în centrale hidroelectrice în scopul exploatării, reabilitării, modernizării, re tehnologizării precum și construirii de noi amenajări hidroenergetice operează centrale care conform documentațiilor tehnice însumează 17,46 TWh/an.

Aproximativ 0,80 TWh/an este energia de proiect a tuturor microhidrocentralelor deținute de alți operatori, în marea lor majoritate privați. Aceștia au investit în proiecte hidroenergetice de mică anvergură, în special în perioada 2010-2016, fiind stimulați prin schema de sprijin a Legii 220/2008.

La nivelul anului 2018, restul de potențial hidroenergetic tehnic care ar mai putea fi amenajat în România este apreciat ca fiind de cca. 10,30 TWh/an.

Un aspect extrem de important în ceea ce privește activitatea investițională în domeniul hidroenergetic constă în faptul că proiectele hidroenergetice de anvergură începute înainte de anul 1990 și nefinalizate până în 2018 au folosințe complexe. Pentru finalizarea acestora sunt necesare analize tehnico-economice complexe care vor sta la baza deciziilor de realizare a acestora.

Energia eoliană

Prin poziția sa geografică România se află la limita estică a circulației atmosferice generată în bazinul Atlanticului de Nord, care se manifestă cu o intensitate suficient de mare pentru a permite valorificarea energetică doar la altitudini mari pe crestele Carpaților. Circulația atmosferică generată în zona Mării Negre și a Câmpiei Ruse, în conjuncție cu cea nord-atlantică oferă posibilități de valorificare energetică în arealul Dobrogei, Bărăganului și al Moldovei. De asemenea, pe areale restrânse se manifesta circulații atmosferice locale care permit valorificarea economică prin proiecte de parcuri eoliene de anvergură redusă.

Un studiu sistematic de inventariere a potențialului eolian teoretic pentru întreg teritoriul național s-a realizat de către ICEMENERG în anul 2006 și a oferit o valoare a potențialului de aproximativ 23 TWh/an prin instalarea unor capacități cu puterea totală de cca. 14.000 MW. Potențialul eolian, determinat în anul 2006, trebuie ajustat ținând cont de instituirea ulterioară a ariilor protejate Natura 2000 precum și de culoarele de zbor pentru populațiile de păsări sălbatice, elemente care diminuează opțiunile de dezvoltare a unor noi proiecte în regiunea Dobrogei.

Pentru o mai bună apreciere a potențialului eolian tehnic amenajabil, pot fi luate în considerare variantele studiate în cadrul proiectelor de parcuri eoliene dezvoltate în perioada anilor 2009 – 2016 prin care practic s-au cercetat toate nișele disponibile pentru astfel de dezvoltări prin considerarea limitărilor de mediu actuale. Proiectele analizate în perioada de timp menționată însumează o putere totală de circa 5.280 MW având o energie de proiect de 10,23 TWh/an. Din toate aceste proiecte studiate, la sfârșitul anului 2016 erau finalizate proiecte însumând o putere de 2.953 MW și care însumează o energie de proiect de circa 6,21 TWh/an. În anul 2016, ținând cont de condițiile specifice ale anului respectiv, centralele eoliene din România au produs 6,52 TWh, valoare care se înscrie în jurul valorii energiei de proiect. Investițiile pentru dezvoltarea parcurilor eoliene în România au fost încurajate în perioada 2009 – 2016 printr-o schemă de sprijin utilizând acordarea de certificate verzi, conform Legii 220/2008.

Principala cauză pentru care potențialul tehnic, de circa de 10.23 TWh/an, este valorificat în prezent doar în procent de 60,7% constă în adecvanța sistemului energetic național care nu poate prelua sursele de producție cu caracter discontinuu nepredictibil. Din acest motiv, orice eventuală dezvoltare a capacităților eoliene trebuie realizată în paralel cu alte dezvoltări care să asigure serviciile de echilibrare în sistem. După închiderea accesului la schema de sprijin a Legii 220/2008, la sfârșitul anului 2016, nu s-au mai înregistrat investiții noi în parcuri eoliene. Acest lucru denotă faptul că, fără o schemă de sprijin, actualul nivel tehnologic al turbinelor nu permite valorificarea rentabilă a potențialului eolian din majoritatea amplasamentelor, ținând cont și de prețurile înregistrate din perioada 2017- 2018.

Energia solară

Energia solară poate fi valorificată în scop energetic fie sub formă de căldură, care poate fi folosită pentru prepararea apei calde menajere și încălzirea clădirilor, fie pentru producția de energie electrică în sisteme fotovoltaice. Repartiția energiei solare pe teritoriul național este relativ uniformă cu valori cuprinse între 1.100 și 1.450 kWh/mp/an. Valorile minime se înregistrează în zonele depresionare, iar valorile maxime în Dobrogea, estul Bărăganului și sudul Olteniei.

Corelat cu modul de dezvoltare a locuințelor sau a altor clădiri din interiorul localităților, conform studiului ICEMENERG 2006, ar putea fi utilizați captatori solari cu o suprafață de 34.000 mp care să producă o energie de 61.200 TJ/an. Maturizarea tehnologiilor de captare și experiența utilizatorilor actuali din România conduc în prezent la ideea că această utilizare

poate fi extinsă pe scară largă în România, pe perioada întregului an, cel puțin pentru prepararea apei calde menajere.

Valorificarea potențialului solar în scopul producerii de energie electrică prin utilizarea panourilor fotovoltaice permite, conform aceluiași studiu, instalarea unei capacități totale de 4.000 MWp și producerea unei energii anuale de 4,8 TWh. La sfârșitul anului 2016, erau instalate în România parcuri solare cu puterea totală de 1.360 MW care, conform energiilor de proiect, produc 1,91 TWh/an. În anul 2016, parcurile fotovoltaice din România au produs 1,67 TWh. Construirea de parcuri fotovoltaice a beneficiat în perioada 2009-2016 de schemă de sprijin, conform Legii 220/2008.

Instituirea arealelor protejate Natura 2000, precum și restricționarea dezvoltării parcurilor fotovoltaice pe suprafețe de teren agricole, limitează opțiunile privind instalarea unor noi parcuri fotovoltaice de mare dimensiune doar pe terenurile degradate sau neproductive.

Principala cauză pentru care potențialul solar nu este valorificat la un grad superior constă în faptul că sistemul energetic național nu poate prelua variațiile mari de injecție de putere generate de sursele fotovoltaice în absența unor sisteme de echilibrare și stocare dimensionate corespunzător.

Pe de altă parte, după închiderea accesului la schema de sprijin a Legii 220 la sfârșitul anului 2016, s-a constatat că nu s-au mai înregistrat investiții noi în astfel de capacități de producție, ca urmare a faptului că tehnologia actuală nu a atins performanțele necesare pentru a fi rentabilă fără schemă de sprijin.

Biomasă, biolichide, biogaz, deșeuri și gaze de fermentare a deșeurilor și nămolurilor

Potențialul energetic al biomasei este evaluat la un total de 318.000 TJ/an, având un echivalent de 7,6 milioane tep.

Datele cu privire la producția de biomasă solidă prezintă un grad mare de incertitudine (circa 20%), estimarea centrală fiind de 42 TWh în 2015.

Principala formă a biomasei cu destinație energetică produsă în România este lemnul de foc, ars în sobe cu eficiență redusă. Consumul de lemn de foc utilizat în gospodării este estimat la 36 TWh/an. În 2015, producția înregistrată de biocarburanți a fost de circa 1,5 TWh și cea de biogaz de 0,45 TWh.

Pagină 24 din 63

În anul 2015, doar 0,7 TWh din energia electrică produsă la nivel național a provenit din biomasă, biolichide, biogaz, deșeuri și gaze de fermentare a deșeurilor și nămolurilor, în capacități însumând 126 MW putere instalată.

Energia geotermală

Pe teritoriul României au fost identificate mai multe areale în care potențialul geotermal se estimează că ar permite aplicații economice, pe o zonă extinsă în vestul Transilvaniei și pe suprafețe mai restrânse în nordul Bucureștiului, la nord de Rm. Vâlcea și în jurul localității Țândărei. Cercetările anterioare anului 1990, au relevat faptul că potențialul resurselor geotermale cunoscute din România însumează aproximativ 7 PJ/an (cca. 1,67 milioane Gcal/an). Evidențele din perioada 2014-2016, consemnează că din tot acest potențial sunt valorificate anual sub forma de agent termic sau apă caldă între 155 mii și 200 mii Gcal.

Mare parte dintre puțurile prin care se realizează valorificare energiei geotermale au fost executate înainte de 1990, fiind finanțate cu fonduri de la bugetul de stat, pentru cercetare geologică.

Costurile actuale pentru săparea unei sonde de apă geotermală care sunt similare cu costurile pentru săparea unei sonde de hidrocarburi. În aceste condiții, pentru adâncimile de peste 3.000 metri care caracterizează majoritatea resurselor geotermale din România, amortizarea

investițiilor pentru utilizarea energiei geotermale depășește 55 ani; astfel de proiecte sunt considerate nerentabile. Prin urmare, parcul de sonde de producție de apă geotermală nu a crescut.

Viziunea Strategiei Energetice a României se bazează pe atingerea a opt obiective strategice și pe implementarea unui program de investiții strategice de interes național

Pe fondul dezvoltării industriale naționale intens energofage din perioada de dinainte de 1990, sectorul energetic românesc a fost supus unei mari presiuni de dezvoltare. Viziunea de dezvoltare a sectorului energetic se baza pe conceptul independenței energetice și se acorda prioritate descoperirii și valorificării de resurse energetice pe teritoriul național. De asemenea, se insista pe asimilarea și dezvoltarea de tehnologii proprii pentru exploatarea resurselor și se dezvoltau continuu capacități de producție.

Mare parte din capacitățile energetice au fost dezvoltate integrat cu alte obiective industriale. Platformele industriale au fost realizate incluzând propriile centrale electrice care asigurau atât o parte din energia electrică necesară lor, cât și agentul termic; acestea erau integrate inclusiv cu sistemele de alimentare cu energie termică a consumatorilor casnici.

Tot în acea perioadă, ca rezultat al cererii mari de energie, au fost dezvoltate masiv exploatările de resurse energetice primare: exploatări miniere, câmpuri de extracție, amenajări hidroenergetice.

Infrastructura de transport a energiei a fost dezvoltată conform aceluiași principii. Liniile și stațiile electrice, conductele de transport, punctele terminus ale acestora și stațiile aferente, precum și o parte din căile ferate, au fost dezvoltate pentru a se asigura alimentarea obiectivelor industriale.

În cei 28 de ani scurși din anul 1990, energetica românească a fost pusă în situația de a face față schimbărilor economice care au marcat România, cele mai multe fiind caracterizate de restrângerea generală a activităților economice consumatoare de energie.

În prezent, resursele energetice primare, derivatele acestora și produsele finale cele mai valoroase - energia electrică, energia termică sau combustibilii - sunt considerate bunuri cu valoare de marfă care sunt tranzacționate atât pe piața națională, cât și pe piețele regională, europeană sau globală.

Prin aderarea României la Uniunea Europeană, conceptul independenței energetice a fost completat și, treptat, înlocuit cu cel al securității energetice. Întreg sectorul energetic românesc a fost pus în fața tranziției de ladezideratul independenței energetice, la condițiile piețelor de schimb liber. Astfel, principala provocare pentru sectorul energetic constă în reconfigurarea activităților pentru a putea face față competiției de piață. Din 1990 și până în prezent, rând pe rând, au fost închise mai multe capacități de exploatare a resurselor energetice primare, precum și de producere a energiei electrice și termice. Motivele principale al acestor închideri sunt legate de reducerea generală a activității economice, de gradul redus de rentabilitate sau de neadaptarea la noile norme de mediu. Deși o parte din activitățile din domeniu au fost privatizate sau concesionate unor investitori privați, o parte însemnată se află în continuare în controlul statului. Din această perspectivă, fără o planificare unitară a întregii dezvoltări a țării, este posibil ca la sfârșitul anilor 2030 sectorul energetic românesc să urmeze trendul de restrângere care a caracterizat ultimii 28 de ani.

Viziunea Strategiei Energetice a României este de creștere a sectorului energetic în condiții de sustenabilitate. Dezvoltarea sectorului energetic trebuie privită ca parte a procesului de dezvoltare a României.

Creștere înseamnă: construirea de noi capacități de producție bazate pe tehnologii de vârf nepoluante; re tehnologizarea și modernizarea capacităților de producție existente și încadrarea lor în normele de mediu, transport și distribuție de energie; încurajarea creșterii consumului intern în condiții de eficiență energetică; export. Sistemul energetic național va fi astfel mai sigur și mai stabil.

România are resursele necesare creșterii sistemului energetic, iar acesta trebuie să fie pregătit să susțină dezvoltarea industriei și a agriculturii, a economiei în ansamblul său, precum și îmbunătățirea calității vieții atât în mediul urban, cât și în mediul rural.

PRINCIPALELE OBIECTIVE PROPUSE PRIN STRATEGIA ENERGETICĂ A ROMÂNIEI PENTRU PERIOADA 2019-2030 CU PERSPECTIVA ANULUI 2050

Obiectivul general al Strategiei îl constituie creșterea sectorului energetic în condiții de sustenabilitate. La îndeplinirea obiectivului general vor contribui și cele opt obiective strategice care structurează întregul demers de analiză și planificare pentru perioada 2019-2030 cu perspectiva anului 2050, cu respectarea reperelor naționale, europene și globale care influențează și determinările politice și deciziile în domeniul energetic. SER 2019-2030, cu perspectiva anului 2050 prevede șapte obiective generale pentru

OBIECTIVELE STRATEGICE FUNDAMENTALE

Obiective de mediu

La nivel european, obiectivele de mediu privind corpurile de apă sunt prevăzute în Directiva Cadru Apă (DCA), acestea constituind elementul central al acestei reglementări. Scopul Directivei este acela de protecție pe termen lung, utilizare și gospodărire durabilă a apelor.

În ansamblu, obiectivele de mediu includ următoarele elemente :

- Pentru corpurile de apă de suprafață: atingerea stării ecologice bune și a stării chimice bune, respectiv a potențialului ecologic bun și a stării chimice bune pentru corpurile de apă puternic modificate și artificiale;
- Pentru corpurile de apă subterane: atingerea stării chimice bune și a stării cantitative bune;
- Reducerea progresivă a poluării cu substanțe prioritare și încetarea sau eliminarea treptată a emisiilor, evacuărilor și pierderilor de substanțe prioritare periculoase din apele de suprafață, prin implementarea măsurilor necesare;
- ”prevenirea sau limitarea” evacuării de poluanți în apele subterane, prin implementarea de măsuri;
- Inversarea tendințelor de creștere semnificativă și durabilă a concentrațiilor de poluanți în apele subterane;
- Nedeteriorarea stării apelor de suprafață și subterane (art. 4.1.(a)(i), art. 4.1.(b)(i) ale DCA;

- Pentru zonele protejate: atingerea obiectivelor prevăzute de legislația specifică.

Menținerea unui mix de energie diversificat și echilibrat.

Mixul energetic al României este diversificat și echilibrat, reflectând baza diversă de resurse naturale a țării și dezvoltarea în timp a unui sistem energetic amplu, bazat pe o multitudine de surse de producție. În vreme ce piața liberă limitează capacitatea statului de a modela mixul energetic, imperativul securității energetice justifică intervenția guvernamentală prin politici și mecanisme de susținere de a investițiilor în capacități strategice de producție a energiei, sau chiar prin asumarea de către stat a rolului de investitor. Totodată, statul este interesat de păstrarea unui nivel ridicat de *know-how* în toate subsectoarele energiei din România.

Decarbonizarea sistemului energetic prin mecanismele pieței concurențiale.

Țintele stabilite prin Cadrul politicilor de energie și mediu pentru 2030 plasează România pe o traiectorie de decarbonizare a sistemului său energetic. Cu toate acestea, necesarul mare de investiții din partea sectorului privat, precum și exigența minimizării costurilor de reducere a emisiilor de carbon, trebuie să lase pieței de energie în sectorul de producție (*upstream*) o cât mai mare latitudine de a selecta cele mai eficiente tehnologii din punct de vedere comercial, pe baza raportul calitate/preț.

Dezvoltarea investițiilor în sectorul energetic pentru eficientizare economică și decarbonizare.

Sectorul energetic românesc necesită un volum mare de investiții în anii și deceniile care urmează, în toate segmentele lanțului valoric. Statul român trebuie să susțină investițiile în modernizarea sistemului energetic, cu obiectivul eficientizării economice a sectorului, al creării de locuri de muncă de înalt nivel de calificare, al menținerii unei rate ambițioase de reducere a emisiilor de carbon și, totodată, al minimizării prețului energiei la consumatorul final.

Interconectare și integrare în piețele regionale de energie.

Atât în spiritul obligațiilor sale europene, cât și al perspectivelor economice și de securitate energetică, România trebuie să acționeze în sensul creșterii gradului de interconectare cu sistemele de transport de energie electrică și de gaze naturale ale statelor vecine, al armonizării codurilor de rețea și a mecanismelor de capacitate și, în general, al bunei coordonări cu statele vecine în realizarea de mari proiecte energetice. Rațiunea unei piețe regionale competitive este de a asigura consumatorului final cel mai bun raport calitate/preț al serviciilor energetice. În același timp, interconectivitatea și coordonarea regională sunt instrumente eficiente de gestiune a situațiilor de șoc al aprovizionării cu energie.

Protecția consumatorului vulnerabil și diminuarea sărăciei energetice.

În ciuda prețurilor relativ mici ale energiei la consumatorul final față de media UE, puterea de cumpărare redusă, prevalența riscului de sărăcie (peste 40% din populație, potrivit datelor ONU, 2015) și de lipsuri materiale severe (29%) ridică în mod acut problema capacității unei bune părți a populației de a-și plăti facturile la serviciile energetice. De asemenea, în special mediul rural se confruntă cu o problemă majoră de acces la servicii energetice de calitate, în special pentru încălzire și gătit. Cum tendința de aliniere a prețurilor energiei din România la media europeană va accentua fenomenul de vulnerabilitate a numeroși consumatori de energie, este esențial ca statul să ia măsuri eficiente și bine direcționate de protecție socială a celor afectați. Actualul sistem de ajutoare sociale pentru încălzire trebuie reformat astfel încât ținta ajutoarelor să fie cu preponderență populația cea mai săracă.

Îmbunătățirea calității guvernantei energetice și întărirea capacității instituționale și administrative a țării în sectorul energetic.

Buna implementare a principiului guvernantei corporatiste în companiile energetice cu capital de stat majoritar, calitatea și stabilitatea reglementărilor și a actului legislativ, transparența administrativă și mecanismele anti-corupție, precum și corecta dimensionare și profesionalizare a instituțiilor publice din sectorul energetic sunt priorități strategice ale României. Clarificarea responsabilităților și atribuțiilor, precum și simplificarea fluxurilor de cooperare și comunicare între instituțiile statului cu atribuții în diferite segmente de politică energetică sunt, de asemenea, prioritare.

România, pol energetic regional.

Ca stat al regiunii sud-est europene, în care proiecția statului de pol energetic regional este un enunț bine răspândit, România are capacitatea reală, mulțumită resurselor și taliei sistemului său energetic, de a deveni, la orizontul anului 2030, un *hub* energetic al regiunii. Avantajele realizării acestui obiectiv sunt creșterea competitivității și lichidității piețelor de energie electrică și gaze naturale, investiții optimizate la nivel regional, creșterea regională a nivelului de securitate energetică și îmbunătățirea condițiilor naționale de competitivitate economică.

Strategia Energetică are opt obiective strategice fundamentale care structurează întregul demers de analiză și planificare pentru perioada 2019-2030 și orizontul de timp al anului 2050. Realizarea obiectivelor presupune o abordare echilibrată a dezvoltării sectorului energetic național, corelată cu valoarea cheltuielilor de investiții.

Obiectivele strategice vor fi îndeplinite simultan printr-un set de obiective operaționale ce însumează acțiuni prioritare eșalonate în timp, cu un calendar de realizare pe termen scurt, mediu și lung.

➤ **Energie curată și eficiență energetică**

În evoluția sectorului energetic, România va urma cele mai bune practici de protecție a mediului, cu respectarea țințelor naționale asumate ca stat membru UE.

În egală măsură, dezvoltarea sistemului energetic va asigura eficiența energetică, așa cum este definită în directivele UE și legislația națională.

➤ **Asigurarea accesului la energie electrică și termică pentru toți consumatorii**

Obiectivul urmărește continuarea programului de electrificare, precum și dezvoltarea și rentabilizarea sistemelor de asigurare a încălzirii.

Acest obiectiv stabilește ca prioritate finalizarea electrificării României și a menținerii sistemelor de distribuție a energiei electrice în strânsă corelație cu dezvoltarea socio-economică.

De asemenea, obiectivul privește necesitatea stabilirii principiilor care vor sta la baza modului în care se va asigura încălzirea în mediul urban, dar și implementarea unor politici care să stabilească alternative pentru mediul rural.

➤ **Protecția consumatorului vulnerabil și reducerea sărăciei energetice**

Accesibilitatea prețului este una dintre principalele provocări ale sistemului energetic și este o responsabilitate strategică.

Politicile de dezvoltare și adaptarea corectă a nivelului asistenței sociale în domeniul energiei, mai ales în zonele sărace, vor asigura o protecție reală a consumatorilor vulnerabili.

➤ **Piețe de energie competitive, baza unei economii competitive**

Sistemul energetic trebuie să funcționeze pe baza mecanismelor pieței libere, rolul principal al statului fiind cel de elaborator de politici, de reglementator, de garant al stabilității sistemului energetic și de investitor.

➤ **Modernizarea sistemului de guvernare energetică**

Statul deține un dublu rol în sectorul energetic: pe de-o parte, este legiuitor, reglementator și implementator de politici energetice, iar pe de altă parte este deținător și administrator de

active sau acționar semnificativ atât în segmentele de monopol natural (transportul și distribuția de energie electrică și gaz natural), cât și în producție.

Într-un sistem de piață, statul are rolul esențial de arbitru și de reglementator al piețelor. În acest sens, este necesar un cadru legislativ și de reglementare transparent, coerent, echitabil și stabil.

Ca proprietar de active, statul trebuie să îmbunătățească managementul companiilor la care deține participații. Companiile energetice cu capital de stat trebuie să se eficientizeze, să se profesionalizeze și să se modernizeze.

Profesionalizarea managementului și depolitizarea numirilor în companiile controlate de stat împreună cu supravegherea fără ingerințe a actului de administrare constituie, în special în sectorul energetic, imperative strategice.

➤ **Creșterea calității învățământului și inovării în domeniul energiei și formarea continuă a resursei umane**

Sectorul energetic se confruntă cu o lipsă acută de profesioniști. Personalul calificat este în bună măsură îmbătrânit, iar o parte a personalului calificat activ a ales să plece din România. Profesioniștii în domeniul energiei presupune creșterea calității și atractivității învățământului de specialitate.

Dezvoltarea și cultivarea competențelor și abilităților energeticienilor înseamnă dezvoltarea pachetelor educaționale specifice la toate nivelurile: licee și școli profesionale publice și în sistem dual, formare continuă la locul muncă, programe moderne de licență și master, precum și școli doctorale în domeniu.

Inovarea bazată pe cercetare științifică și dezvoltare tehnologică necesită încurajarea și dezvoltarea centrelor de excelență în domeniul energiei, în particular al energiilor regenerabile, capabile să deruleze proiecte complexe cu tematică definită de evoluțiile preconizate ale sectorului energetic, oferind astfel know-how robust în vederea asigurării performanțelor optime pentru noile investiții, respectiv pentru exploatarea și rețehnologizarea echipamentelor existente.

Succesul implementării viziunii și obiectivelor Strategiei Energetice a României este direct proporțional cu investiția în calitatea învățământului și formării în domeniul energiei, precum și în inovare bazată pe cercetare științifică și dezvoltare tehnologică.

➤ **România, furnizor regional de securitate energetică**

România are un scor al riscului de securitate energetică superior mediei OCDE și mai bun decât al vecinilor săi. Contextul internațional actual al piețelor de energie este marcat de volatilitate, iar evoluția tehnologiilor poate avea efecte disruptive pe piețele de energie.

În acest context, există premisele ca, prin dezvoltarea sectorului energetic, ținând cont de disponibilitatea resurselor și de stabilitatea dată de maturitatea tehnologiilor tradiționale, România să își consolideze statutul de furnizor regional de securitate energetică.

➤ **Creșterea aportului energetic al României pe piețele regionale și europene prin valorificarea resurselor energetice primare naționale**

Obiectivul exprimă viziunea de dezvoltare a României în contextul regional și european și dorința de a fi un actor principal al UE în acest domeniu.

România participă la un amplu proces de integrare a piețelor de energie la nivelul UE, având ca efect concurența tot mai deschisă pe piețele energetice.

România are resursele energetice primare necesare, acestea trebuie valorificate coerent, în condiții de rentabilitate, concomitent cu creșterea gradului de interconectivitate.

✓ **(OP1) MIX ENERGETIC DIVERSIFICAT ȘI ECHILIBRAT**

AP1a: Continuarea exploatării sustenabile a tuturor tipurilor de resurse energetice primare ale țării.

AP1b: Menținerea unui parc diversificat și flexibil al capacităților de producție de energie electrică conform mix-ului energetic al României.

AP1c: Adoptarea de tehnologii avansate în sectorul energetic, prin atragerea de investiții private, prin susținerea cercetării științifice și prin dezvoltarea parteneriatelor strategice.

AP1d: Dezvoltarea de capacități de producție a energiei electrice cu emisii reduse de GES – nuclear, SRE hidroenergie

✓ **(OP2) PUNEREA ÎN VALOARE DE NOI ZĂCĂMINTE DE RESURSE PRIMARE PENTRU MENȚINEREA UNUI NIVEL SCĂZUT DE DEPENDENȚĂ ENERGETICĂ ȘI PENTRU SIGURANȚA ÎN FUNCȚIONARE A SEN**

AP2a: Un mediu investițional stimulat pentru explorarea și dezvoltarea de zăcămine de țiței, gaze naturale și lignit, precum și pentru creșterea gradului de recuperare din zăcămintele mature.

AP2b: Asigurarea la timp a infrastructurii necesare pentru accesul la piață a producției din noile zăcămine de gaze naturale.

AP2c: Stabilirea zonelor de dezvoltare pentru capacități energetice care utilizează surse regenerabile de energie.

✓ **(OP3) CREȘTEREA CAPACITĂȚILOR DE INTERCONECTARE A REȚELELOR DE TRANSPORT DE ENERGIE**

AP3a: Stabilirea culoarelor rețelilor de transport de energie și instituirea unui cadru special de reglementări pentru asigurarea terenurilor, autorizărilor și altor măsuri necesare pentru executarea acestora.

AP3b: Asigurarea surselor de finanțare pentru dezvoltarea capacităților de interconectare cu flux bidirecțional și a componentelor aferente din sistemele naționale de transport de energie.

AP3c: Coordonarea la nivel regional pentru dezvoltarea la timp, finanțarea și exploatarea proiectelor internaționale de infrastructură energetică.

AP3d: Armonizarea codurilor de rețea și a tarifelor de intrare/ieșire în/din sistemele naționale de transport de energie, în sensul facilitării fluxurilor de energie la nivel regional.

AP3e: Închiderea inelului de 400 kV în sistemul național de transport al energiei electrice.

AP3f: Realizarea unor linii noi care să lege capacitățile noi de producție cu punctele de interconectare.

AP3g: Reabilitarea sistemelor de transport al hidrocarburilor.

✓ **(OP4) ASIGURAREA CAPACITĂȚII DE STOCARE DE ENERGIE ȘI A SISTEMELOR DE REYERVA**

AP4a: Constituirea de stocuri obligatorii de țiței, produse petroliere și gaze naturale.

AP4b: Dezvoltarea de capacități de stocare a energiei electrice în sisteme hidroelectrice de pompaj; realizarea CHEAP Tarnița-Lăpuștești.

AP4c: Dezvoltarea de capacități și mecanisme de integrare a SRE intermitente în SEN, în sisteme de acumulatori electrice, inclusiv mici capacități de stocare la locația prosumator-ului.

✓ **(OP5) CREȘTEREA FLEXIBILITĂȚII SISTEMULUI ENERGETIC NAȚIONAL PRIN DIGITALIZARE, REȚELE INTELIGENTE ȘI PRIN DEZVOLTAREA CATEGORIEI CONSUMATORILOR ACTIVI (PROSUMATOR)**

AP5a: Digitalizarea sistemului energetic național în segmentele de transport, distribuție și consum.

AP5b: Încurajarea prosumatorilor, atât casnici, cât și industriali și agricoli, concomitent cu dezvoltarea rețelelor și a contoarelor inteligente.

AP5c: Integrarea sistemelor de producție distribuită și a prosumatorilor în sistemul electroenergetic.

✓ **(OP6) PROTECȚIA INFRASTRUCTURII CRITICE ÎMPOTRIVA ATACURILOR FIZICE, INFORMATICE ȘI A CALAMITĂȚILOR**

AP6a: Implementarea de măsuri de securizare fizică a infrastructurii critice față de posibile acte teroriste.

AP6b: Securitatea informatică a sistemelor de control a rețelelor energetice prin întărirea barierelor de protecție, precum și prin cooperare internațională.

AP6c: Asigurarea mentenanței și a lucrărilor de modernizare a sistemului energetic în ansamblul său pentru menținerea la standarde de siguranță a obiectivelor critice (lacuri, diguri, baraje etc.).

AP6d: Operaționalizarea sistemelor de avertizare/alarmare a populației și realizarea exercițiilor de apărare civilă.

✓ **(OP7) PARTICIPAREA PROACTIVĂ A ROMÂNIEI LA INIȚIATIVELE EUROPENE DE DIPLOMAȚIE ENERGETICĂ** AP7a: Participarea României la configurarea mecanismelor de solidaritate pentru asigurarea securității energetice în situații de criză a aprovizionării cu energie.

AP7b: Participarea României la stadiile incipiente de elaborare a documentelor europene cu caracter normativ și strategic, în sensul promovării intereselor naționale.

AP7c: Creșterea capacității României de a atrage finanțare europeană pentru dezvoltarea proiectelor de infrastructură strategică și a programelor de eficiență energetică.

AP7d: Demersuri diplomatice de aderare a României la Organizația Economică de Cooperare și Dezvoltare și implicare în activitățile Agenției Internaționale pentru Energie.

✓ **(OP8) DEZVOLTAREA PARTENERIATELOR STRATEGICE ALE ROMÂNIEI PE DIMENSIUNEA ENERGETICĂ**

AP8a: Atragerea investițiilor companiilor energetice de vârf în sectorul energetic românesc.

AP8b: Dezvoltarea cooperării în domeniul cercetării științifice și a transferului de know-how.

AP8c: Cooperarea cu autoritățile statelor partenere pentru creșterea securității infrastructurii.

✓ **(OP9) ÎNLOCUIREA, LA ORIZONTUL ANULUI 2030, A CAPACITĂȚILOR DE PRODUCȚIE DE ENERGIE ELECTRICĂ CARE VOR IEȘI DIN EXPLOATARE CU CAPACITĂȚI NOI, EFICIENTE ȘI CU EMISII REDUSE**

AP9a: Investiții în capacități noi de generare a energiei electrice, sub constrângerea realizării obiectivelor de securitate energetică, competitivitate și decarbonare a sectorului energetic.

AP9b: Asigurarea unui cadru de neutralitate tehnologică pentru dezvoltarea mixului energetic național.

AP9c: Asigurarea mecanismelor de finanțare pentru investițiile în capacități noi de producere a energiei electrice fără emisii de GES, în condiții de eficiență economică.

AP9d: Asigurarea mecanismelor de finanțare pentru finalizarea amenajărilor hidroenergetice cu folosințe complexe (irigații, protecția împotriva viiturilor, alimentarea cu apă etc).

✓ (OP10) CREȘTEREA EFICIENȚEI ENERGETICE PE ÎNTREG LANȚUL VALORIC AL SECTORULUI ENERGETIC

AP10a: Definierea clară a conceptului de „eficiență energetică” în sensul în care acesta corespunde creșterii randamentelor și reducerii pierderilor, în condițiile creșterii economice și a consumului.

AP10b: Valorificarea potențialului de eficiență energetică în sectorul clădirilor, prin programe de izolare termică în sectorul public, al blocurilor de locuințe și al comunităților afectate de sărăcie energetică.

AP10c: Abordarea integrată a sectorului de încălzire centralizată a clădirilor, cu coordonarea proiectelor de investiții pe lanțul valoric – producție, transport și consum eficient al agentului termic.

AP10d: Dezvoltarea contorizării inteligente și a rețelelor inteligente.

AP10e: Implementarea de măsuri de diminuare a pierderilor tehnice de rețea și de combatere a furturilor de energie.

✓ (OP11) CREȘTEREA CONCURENȚEI PE PIETELE INTERNE DE ENERGIE

AP11a: Dezvoltarea pieței interne a gazelor naturale prin creșterea volumelor tranzacționate și a lichidității, și cuplarea ulterioară a acestora la piața europeană a gazelor naturale.

AP11b: Integrarea piețelor de energie românești în piața unică europeană a energiei, pentru a crește rolul regional al platformelor bursiere românești în tranzacționarea produselor energetice.

✓ (OP12) LIBERALIZAREA PIETELOR DE ENERGIE ȘI INTEGRAREA LOR REGIONALĂ, ASTFEL ÎNCÂT CONSUMATORUL DE ENERGIE SĂ BENEFICIEZE DE CEL MAI BUN PREȚ AL ENERGIEI

AP12a: Creșterea gradului de transparență și de lichiditate a piețelor de energie

✓ (OP13) EFICIENTIZAREA ACTIVITĂȚII ECONOMICE A COMPANIILOR ENERGETICE CU CAPITAL DE STAT

AP13a: Îmbunătățirea managementului companiilor energetice cu capital de stat în sensul creșterii valorii lor pe termen mediu și lung, fără considerente politice sau sociale.

AP13b: Eliminarea pierderilor în companiile energetice cu capital de stat.

AP13c: Optimizarea economică a portofoliilor de active și de proiecte de investiții ale companiilor energetice de stat.

✓ (OP14) POLITICI ECONOMICE ȘI FISCALE DE STIMULARE A INVESTIȚIILOR ÎN DEZVOLTAREA INDUSTRIEI PRODUCĂTOARE DE ECHIPAMENTE PENTRU SRE, EFICIENȚĂ ENERGETICĂ ȘI ELECTROMOBILITATE

AP14a: Valorificarea resurselor naționale de energie primară în cât mai mare măsură în economia internă, pentru a genera un efect de multiplicare economică.

AP14b: Susținerea cercetării științifice și a investițiilor în producția de echipamente și componente pentru tranziția energetică – tehnologiile SRE, de eficiență energetică și ale electromobilității.

✓ (OP15) REDUCEREA EMISIILOR DE GES ȘI NOXE ÎN SECTORUL ENERGETIC

AP15a: Activitățile curente și proiectele companiilor din sectorul energetic trebuie să respecte legislația de mediu și să aplice cele mai bune practici internaționale de protecție a mediului.

AP15b: Reducerea în continuare a emisiilor de poluanți în aer, apă și sol, aferente sectorului energetic.

AP15c: Susținerea cercetării științifice pentru decarbonarea sectorului energetic.

AP15d: Promovarea combustibililor alternativi.

AP15e: Reducerea volumului și depozitarea în siguranță a deșeurilor radioactive la producător (CNE Cernavodă) și corelarea cu „Strategia Națională pe termen mediu și lung privind gestionarea în siguranță a combustibilului nuclear uzat și a deșeurilor radioactive

✓ (OP16) DEZVOLTAREA SUSTENABILĂ A SECTORULUI ENERGETIC NAȚIONAL, C A APEI, A SOLULUI ȘI A BIODIVERSITĂȚII

AP16a: Organizarea de programe de informare și dezbateri publice privind marile proiecte din energie, cu luarea în considerare a intereselor comunităților locale și a interesului național.

✓ (OP17) PARTICIPAREA ECHITABILĂ LA EFORTUL COLECTIV AL STATELOR MEMBRE UE DE ATINGERE A ȚINTELOR DE EFICIENȚĂ ENERGETICĂ, DE SRE ȘI DE REDUCERE A EMISIILOR GES

AP17a: Îndeplinirea țăintelor asumate de România pentru anul 2020.

AP17b: Participarea echitabilă la realizarea țintelor colective ale statelor membre UE pentru 2030, sub imperativele garantării securității energetice și ale competitivității piețelor de energie.

AP17c: Participarea echitabilă la realizarea obiectivului european de reducere a emisiilor de GES cu 80% față de anul 1990 în anul 2050, respectiv de limitare a schimbărilor climatice la 1,5-2°C.

✓ (OP18) SEPARAREA FUNCȚIEI STATULUI DE PROPRIETAR ȘI ACȚIONAR DE ACEEA DE ARBITRU AL PIEȚEI ENERGETICE

AP18a: Separarea instituțională a activității statului ca legiuitor, reglementator și elaborator de politici, pe de o parte, de aceea de deținător și administrator de active, pe de altă parte.

✓ OP19) TRANSPARENTIZAREA ACTULUI ADMINISTRATIV, SIMPLIFICAREA BIROCRAȚIEI ÎN SECTORUL ENERGETIC

AP19a: Reducerea birocrăției prin transparentizare, digitalizare și introducerea „ghișeului unic”.

AP19b: Introducerea celor mai bune practici privind transparența și responsabilitatea în interacțiunea dintre consumator și sistemul administrativ.

AP19c: Dezvoltarea de mecanisme instituționale (precum avertizorii de integritate); publicarea de rapoarte periodice asupra achizițiilor publice realizate și a tuturor sponsorizărilor acordate.

AP19d: Eliminarea conflictelor de interese între instituții publice și companii energetice cu capital de stat.

✓ (OP20) SUSTINEREA EDUCAȚIEI ȘI PROMOVAREA CERCETĂRII ȘTIINȚIFICE; SECURITATE ȘI SĂNĂTATE ÎN MUNCĂ

AP20a: Dezvoltarea învățământului superior în domeniul energiei și armonizarea sa cu nevoile sectorului energetic. Parteneriate cu industria energetică pentru educație și formare profesională.

AP20b: Susținerea învățământului mediu profesional în domeniul energiei.

AP20c: Susținerea activității de cercetare științifică, dezvoltare tehnologică și inovare în domeniul energiei; dezvoltarea de parteneriate cu industria energetică, precum și cu centrele universitare.

AP20d: Dezvoltarea capacității de atragere a surselor de finanțare europene și internaționale pentru cercetare științifică, prin participarea în consorții internaționale a institutelor de cercetare – dezvoltare - inovare.

AP20e: Programe de formare continuă pentru specialiștii din administrație ai sectorului energetic;

AP20f: Instruire continuă pentru prevenirea riscurilor profesionale, protecția sănătății și securitatea lucrătorilor, eliminarea factorilor de risc și accidentare.

✓ (OP21) ÎMBUNĂȚĂȚIREA GUVERNANȚEI CORPORATIVE A COMPANIILOR CU CAPITAL DE STAT

AP21a: Implementarea normelor privind guvernanta corporativă a companiilor cu capital de stat și introducerea unor mecanisme de monitorizare a performanței manageriale a acestor companii.

AP21b: Asigurarea profesionalismului și transparenței procesului de selecție a echipei de management, cu o publicare detaliată a criteriilor de selecție și a rezultatelor intermediare și finale.

✓ (OP22) CREȘTEREA ACCESULUI POPULAȚIEI LA ENERGIE ELECTRICĂ, ENERGIE TERMICĂ ȘI GAZE NATURALE

AP22a: Îmbunătățirea accesului la surse alternative de energie, prin dezvoltarea rețelelor de distribuție.

AP22b: Dezvoltarea, din diverse surse de finanțare, de micro-rețelele și de sisteme de generare distribuită a energiei electrice, cu prioritate pentru gospodăriile fără acces la energie electrică.

AP22c: Dezvoltarea de politici publice la nivelul unităților administrative locale privind modul de asigurare a energiei termice pentru comunități.

AP22d: Dezvoltarea rețelelor de distribuție a gazelor naturale la nivelul întregii țări.

✓ (OP23) REDUCEREA GRADULUI DE SĂRĂCIE ENERGETICĂ ȘI PROTECȚIA CONSUMATORULUI VULNERABIL

AP23a: Realizarea de programe publice de izolare termică a imobilelor pentru comunitățile afectate de sărăcie energetică, în scopul reducerii pierderilor de energie și al scăderii cheltuielilor cu încălzirea.

AP23b Protecția consumatorului vulnerabil prin ajutoare sociale adecvate, precum ajutoarele pentru încălzire și tariful social al energiei electrice, respectiv prin obligații de serviciu public.

Pentru îndeplinirea obiectivelor, SER 2019-2030, cu perspectiva anului 2050 propune o serie de măsuri structurate astfel:

1. Măsuri generale (MG) valabile pentru toate subsectoarele energetice (minier, nuclear, producere, hidrocarburi, energie din surse regenerabile, precum și producere, transport și distribuția energiei electrice și termice);
2. Măsuri specifice: aer, apă, sol, biodiversitate, populație și sănătate umană, mediu economic și social, patrimoniu cultural și peisaj;
3. Măsuri specifice pe componente: planificare, proiectare și evaluare impact, pierderea habitatelor, alterarea habitatelor, fragmentarea habitatelor, mortalitate, perturbarea activității speciilor de interes comunitar, monitorizare și măsuri suplimentare.

- POLITICI ENERGETICE

Cadrul general european de politici în domeniul energetic:

Uniunea Energetică: energie sigură, durabilă, competitivă și la prețuri accesibile pentru Europa

Prin constituirea Uniunii Energetice, UE își propune să stimuleze creșterea economică, să garanteze securitatea energetică europeană și să combată schimbările climatice. Obiectivul pachetului de politici privind Uniunea Energetică este de a asigura o energie la prețuri accesibile, sigură și durabil pentru cetățenii Uniunii Europene. Cinci domenii-cheie, printre care se numără securitatea energetică, eficiența energetică și reducerea emisiilor de carbon, fac obiectul unor măsuri specifice.

Pachetul privind Uniunea Energetică a fost publicat de către Comisia Europeană (CE) la 25 februarie 2015 și cuprinde trei comunicări, după cum urmează:

- Comunicarea privind Strategia-cadru pentru Uniunea Energetică, însoțită de un Plan de Acțiune – care detaliază obiectivele Uniunii Energetice, precum și măsurile concrete care vor fi luate în vederea realizării acesteia;
- Comunicarea care prezintă viziunea UE pentru noul acord global privind clima, convenit la Paris în decembrie 2015;
- Comunicarea care expune măsurile necesare pentru realizarea obiectivului de interconectare electrică de 10% până în 2020.

În prezent, UE este cel mai mare importator mondial de energie, importând 53% din necesarul anual de energie, la un cost anual de aproximativ 400 miliarde EUR. Multe dintre

Statele Membre ale UE se bazează pe un număr limitat de furnizori, în special pentru aprovizionarea cu gaze naturale. Acest lucru le face vulnerabile la perturbările care survin în aprovizionarea cu energie. De asemenea, infrastructura energetică învechită a Europei (mai ales în Europa Centrală și de Est), piețele slab integrate ale energiei – în special transfrontalier – precum și lipsa coordonării politicilor energetice naționale fac ca, adesea, consumatorii și întreprinderile din UE să nu beneficieze de o mai mare posibilitate de alegere sau de scăderea prețurilor energiei.

Modernizarea și diversificarea infrastructurii energetice contribuie la reducerea perturbărilor și a dependenței energetice față de furnizorii externi. Finalizarea pieței interne a energiei va permite accesul la piețele energiei dincolo de frontierele naționale, aspect care facilitează și consolidarea cooperării regionale între statele Uniunii Energetice, pe de o parte, și state terțe. Potrivit țințelor UE asumate în Comunicarea CE – Cadru privind clima și energia pentru 2030, UE depune eforturi în vederea reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră și a dependenței generale de combustibilii fosili. Strategia-cadru se bazează pe principiile Cadrului privind clima și energia pentru 2030 și ale Strategiei de securitate energetică, lansate în anul 2014, integrând domenii de politică variate într-o abordare unitară. Astfel, trei obiective principale ale politicii energetice a UE se regăsesc în Comunicarea privind

Strategia-cadru pentru Uniunea Energetică:

- securitatea aprovizionării
- durabilitatea
- competitivitatea

Uniunea Energetică este structurată pe cinci dimensiuni:

1. Securitatea energetică, solidaritatea și încrederea

Această prioritate se bazează pe Strategia de securitate energetică, adoptată în mai 2014.

Scopul este de a reduce vulnerabilitatea UE în fața posibilelor întreruperi ale livrărilor externe de energie, precum și dependența de anumiți combustibili, furnizori și rute de transport. Măsurile propuse sunt menite a asigura diversificarea aprovizionării (surse, furnizori și rute), a încuraja Statele Membre și industria să coopereze pentru a garanta securitatea aprovizionării, și a spori transparența în ceea ce privește aprovizionarea cu gaze naturale – în special privind acordurile de import din țări care nu sunt membre ale UE.

2. Piața internă a energiei

Obiectivul este de a oferi un nou impuls finalizării pieței interne a energiei. Prin urmare, prioritățile includ îmbunătățirea interconectărilor energetice, asigurarea punerii în aplicare și a respectării pe deplin a Pachetului 3 Energie (care reglementează piața internă de energie), o mai bună cooperare între Statele Membre în elaborarea politicilor energetice, precum și facilitarea alegerii furnizorilor de energie de către cetățeni.

3. Contribuția eficienței energetice la moderarea cererii de energie

UE depune eforturi susținute pentru a atinge obiectivul stabilit de Consiliul European în octombrie 2014, de îmbunătățire cu cel puțin 27 % a eficienței energetice până în 2030. Printre cele mai importante măsuri se numără creșterea eficienței energetice în sectorul clădirilor – în special prin îmbunătățirea sistemelor de încălzire și răcire – reducerea emisiilor și îmbunătățirea eficienței combustibililor în sectorul transporturilor.

4. Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră în economie

Strategia Uniunii Energetice valorifică politica ambițioasă a UE în domeniul climei, bazată pe angajamentul de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră la nivel intern cu cel puțin 40 % comparativ cu 1990. Schema UE de comercializare a certificatelor de emisii (EU ETS) ar trebui de asemenea, să își îndeplinească pe deplin rolul în stimularea investițiilor în tehnologii cu emisii reduse de dioxid de carbon. Strategia-cadru stabilește obiectivul ca UE să devină liderul mondial în domeniul energiei din surse regenerabile și un nod mondial pentru dezvoltarea următoarei generații de surse de energie regenerabilă, avansate tehnologic.

5. Cercetarea, inovarea și competitivitatea

Obiectivul este de a plasa cercetarea și inovarea în centrul Uniunii Energetice, astfel încât, UE să se afle în avangarda tehnologiilor pentru rețele inteligente și locuințe inteligente, a transporturilor curate, precum și a combustibililor fosili nepoluante și a celei mai sigure producții de energie nucleară din lume. Noua abordare a cercetării și inovării în domeniul energiei se va baza pe programul Orizont 2020 și ar urma să accelereze transformarea sistemului energetic.

CE a pus în dezbatere propunerile de consolidare a **sistemului de guvernare**, care cuprind raportarea și monitorizarea obligațiilor Statelor Membre și, respectiv, ale CE, și un sistem integrat și dinamic pentru a se asigura că acțiunile întreprinse la toate nivelurile contribuie la atingerea obiectivelor Uniunii Energetice. Sistemul de guvernare propus va servi următoarelor scopuri: structurarea acțiunilor în materie de energie și climă, precum și a acțiunilor în alte domenii de politică relevante, în vederea unei coerențe sporite a politicilor pe termen lung; sistematizarea obligațiilor actuale de planificare și de raportare, evitând sarcinile administrative inutile; demararea unui dialog privind energia cu părțile interesate în vederea elaborării politicilor de gestionare a tranziției energetice.

Uniunea Energetică a fost una dintre cele cinci priorități ale agendei strategice a Consiliului European, adoptate la 26-27 iunie 2014. Liderii europeni au subliniat importanța Uniunii Energetice pentru a se evita dependența UE de importurile de energie. Consiliul European a reiterat de asemenea, obiectivul de a crea o Uniune Energetică în cursul reuniunii sale din 23-24 octombrie 2014.

Liderii europeni au convenit următoarele:

- să accelereze finalizarea proiectelor de infrastructură pentru energie electrică și gaze naturale;
- să consolideze securitatea aprovizionării cu energie electrică și gaze prin creșterea eficienței energetice, prin utilizarea resurselor interne și prin tehnologii cu emisii reduse de dioxid de carbon;
- să se asigure că contractele de gaze naturale cu furnizori externi sunt mai transparente și pe deplin compatibile cu normele de securitate energetică ale UE și, în egală măsură, cu normele legislative ale UE;
- să dezvolte strategii inovatoare pentru o nouă generație de energie din surse regenerabile și să sporească eficiența energetică;
- să intensifice diplomația din domeniul climei.

MĂSURILE PROPUSE PENTRU A PREVENI, REDUCE ȘI COMPENSA CÂT DE COMPLET POSIBIL ORICE EFECT ADVERS ASUPRA MEDIULUI AL IMPLEMENTĂRII STRATEGIEI

CONSIDERAȚII GENERALE

Stabilirea măsurilor de prevenire, reducere și compensare a efectelor semnificative asupra mediului rezultate în urma implementării planului este o prevedere a Hotărârii de Guvern 1076/2004 privind stabilirea reducerii de realizare a evaluării de mediu pentru planuri și programe. Trebuie precizat faptul că gradul de detaliu al SER 2019- 2030, cu perspectiva anului 2050 și, respectiv, al evaluării strategice de mediu, nu permite identificarea detaliată a tuturor efectelor datorate implementării Strategiei.

Prevenirea și reducerea cât de complet posibil a efectelor adverse asupra mediului pot fi realizate prin considerarea evaluării de mediu în toate etapele de pregătire și implementare ale Strategiei și anume:

- Evaluarea strategică de mediu va fi luată în vedere la realizarea și implementarea planurilor de rang inferior ce vor intra sub incidența prevederilor Strategiei;
- Proiectele propuse a fi realizate, cu impact asupra mediului, vor trebui evaluate din punct de vedere al impactului asupra mediului, proces ce se va realiza în conformitate cu cerințele legislației naționale în vigoare. Astfel, vor putea fi identificate: efecte asupra mediului în aria proiectelor, cele mai bune tehnici și soluții disponibile pentru activitățile propuse, măsuri necesare prevenirii, reducerii și compensării efectelor negative asupra mediului generate de proiectele vizate, măsuri pentru monitorizarea efectelor asupra mediului ale implementării proiectelor;
- Odată cu evaluările de impact, este necesară realizarea evaluării cumulative.

Impactul cumulativ poate fi rezultatul unei serii de situații asociat cu interacțiunea dintre proiecte de dezvoltare similare sau cu acumularea de diferite efecte într-o anumită zonă. Astfel, evaluarea de impact realizată la nivel de proiect nu este suficientă pentru identificarea gamei largi a efectelor cumulative asupra mediului generată atât e presiunile existente, cât și de noile proiecte energetice;

- Evaluările de impact pentru proiectele promovate de Strategie vor avea la baza date reale, sigure, obținute inclusiv prin măsurători efectuate direct în teren și obținute prin prelucrarea acestor date privind starea inițială a mediului în aria proiectului. Acest lucru va permite luarea celor mai bune decizii, inclusive monitorizarea ulterioară a efectelor cauzate de implementarea proiectului.

• MĂSURI PROPUSE PENTRU A PREVENI, REDUCE ȘI COMPENSA ORICE EFECT ADVERS ASUPRA MEDIULUI

Măsuri cu caracter general referitoare la implementarea unor tipuri de investiții:

- ✓ MG1 – Etapizarea lucrărilor de construcție a proiectelor din aceeași zonă de amplasament sau a celor amplasate în zone adiacente și corelarea măsurilor de prevenire, reducere, compensare (dacă este cazul) cu cele stabilite în urma evaluărilor pentru alte strategii, planuri și programe;
- ✓ MG2 -Abordarea tuturor aspectelor care privesc etapa de construcție în cadrul evaluărilor privind impactul asupra mediului pornind de la amplasare organizării de șantier până la zonele în care urmează să se facă defrișări (dacă sunt absolut necesare pentru realizarea proiectului), carierele și/sau balastierele ce urmează a fi deschise pentru obținerea materiilor prime, construcția de drumuri tehnologice, asigurarea utilităților;
- ✓ MG3 -Evitarea amplasării proiectelor în interiorul sau imediata vecinătate a ariilor naturale protejate; în cazul în care acest fapt nu poate fi evitat, stabilirea măsurilor corespunzătoare conform planurilor de management ale ariilor protejate sau prin

- aplicarea măsurilor de evitare, reducere, compensare a efectelor semnificative asupra mediului stabilite în cadrul procedurii de evaluare adecvată;
- ✓ MG4 -Realizarea unor planuri de management de mediu pentru proiecte astfel încât pe toata durata acestuia (etapa de proiectare, construcție și operare) să poată fi evaluate performanțele de mediu.

EVALUAREA VARIANTELOR SER

În cadrul SER 2019-2030, cu perspectiva anului 2050 ne sunt prezentate explicit mai multe alternative care au fost luate în considerare și pentru care s-au făcut diferențiat analize. Prezentul Raport de mediu a luat în calcul alternativa "0" și alternative prezentată în Strategie.

Efectele neimplementării SER 2019-2030, cu perspectiva anului 2050 se regăsesc în cuprinsul prezentului raport de mediu.

Prin implementarea SER 2019-2030, cu perspectiva anului 2050 se vor respecta îndeplinirea unor ținte pentru reducerea efectelor gazelor cu efect de seră, se vor realiza investiții în obiectivele energetice care se apropie de sfârșitul perioadei de operare. O serie de astfel de măsuri benefice se întâlnesc în cuprinsul SER 2019-2030, cu perspectiva anului 2050, și sunt prezentate și în cuprinsul prezentului document.

În ceea ce privește dificultățile întâmpinate în prelucrarea informațiilor cerute, o limitare majoră a activităților propuse în cadrul evaluării strategice de mediu este reprezentată de nivelul cantitativ și calitativ scăzut al bazei de date și informații aparținând domeniului public. În acest sens precizăm că principalele dificultăți întâmpinate sunt determinate de:

- ✓ Calitatea datelor disponibile. Pentru același set de date există contradicții între rapoartele privind starea mediului sau între acestea și alte surse de informare (ex: INS);
- ✓ Lipsa datelor spațiale privind starea diferitelor componente de mediu;
- ✓ Nivelul încă scăzut de disponibilitate al datelor privind localizarea spațială a habitatelor și populațiilor speciilor de interes conservativ;
- ✓ Lipsa unor prognoze detaliate privind producția de energie electrică pe tipuri de surse și tehnologii, care ar fi permis o analiză mai detaliată a costurilor de mediu asociate implementării strategiei.

MĂSURILE AVUTE ÎN VEDERE PENTRU MONITORIZAREA EFECTELOR SEMNIFICATIVE ALE IMPLEMENTĂRII SER 2019- 2030 CU PERSPECTIVA ANULUI 2050

Ca și în cazul măsurilor de prevenire, reducere și compensare, din punct de vedere al cerințelor HG 1076/2004, această secțiune trebuie să descrie măsurile pentru monitorizarea efectelor semnificative asupra mediului generate de implementarea SER 2019-2030, cu perspectiva anului 2050..

Implementarea unui program de monitorizare va permite identificarea unor efecte adverse neprevăzute, precum și luarea de măsuri de remediere corespunzătoare.

Astfel, următoarele aspecte au fost considerate în propunerea unui sistem complet și eficient de monitorizare a efectelor asupra mediului generate de implementarea Strategiei:

- ✓ Un program de monitorizare a efectelor SER 2019-2030 cu perspectiva anului 2050 asupra mediului, în ansamblul său și nu doar asupra unor componente, este necesar pentru a putea evalua impactul acesteia, a preîntâmpina eventuale efecte

semnificative și a putea stabili la timp măsuri de reducere a efectelor negative;

✓ Programul de monitorizare trebuie să fie unul cuprinzător, simplu și eficient care să presupună un consum redus de resurse, dar care să permită cunoașterea cât mai exactă a calității mediului în spațiul analizat;

✓ Sistemul de monitorizare propus se raportează la obiectivele de mediu relevante stabilite în cadrul grupului de lucru SEA. Sistemul de monitorizare va permite astfel nu numai evaluarea impactului implementării Strategiei asupra mediului, dar și a modului în care aceste obiective relevante de mediu sunt atinse;

✓ Ținând cont de faptul că există un număr important de autorități și instituții implicate în sectorul energetic, titularul Strategiei va putea beneficia de o mare parte dintre datele necesare pentru indicatorii de monitorizare, principala sa responsabilitate fiind aceea de centralizare și prezentare corespunzătoare a indicatorilor. S-a încercat pe cât posibil propunerea unui set de indicatori pentru care să nu fie necesare eforturi suplimentare, ei fiind aleși pe baza atribuțiilor și responsabilităților autorităților competente.

Obiectivele programului de monitorizare constau în:

✓ Validarea concluziilor evaluării: existența unei corespondențe cu natura, probabilitatea și mărimea efectelor produse asupra mediului cu predicțiile din SEA;

✓ Să permită verificarea modului în care au fost realizate măsurile propuse pentru compensarea efectelor adverse și optimizarea beneficiilor;

Identificarea necesității unor modificări ale Strategiei în vederea reducerii impactului asupra mediului sau a optimizării beneficiilor.

Am încercat să formulăm indicatori de impact care să caracterizeze efectul implementării strategiei și nu doar rezultatele acesteia.

Obligații de transpunere a acquis-ului comunitar în domeniul energiei

Directive necesar a fi transpuse

În prezent, singura directivă europeană al cărei termen limită pentru transpunere nu a trecut încă și care nu a fost încă transpusă în legislația românească este Directiva 2013/30/UE privind siguranța operațiunilor petroliere și gazeifere și de modificare a Directivei 2004/35/CE.

Obiectivele acesteia sunt:

- reducerea, în măsura posibilului, a apariției accidentelor majore legate de operațiunile petroliere și gazeifere offshore și limitarea consecințelor acestora;
- sporirea protecției mediului marin și a activităților economice de coastă împotriva poluării;
- stabilirea de condiții minime pentru desfășurarea în siguranță a activităților de explorare și exploatare offshore;
- îmbunătățirea mecanismelor de intervenție în caz de accident.
-

Directiva urmează să fie transpusă sub forma unei legi. Pentru elaborarea proiectului de lege a fost constituit un grup de lucru interministerial, care este sprijinit/asistat de un grup consultativ format din specialiști în domeniu. Grupul de lucru interministerial stabilit calendarul elaborării proiectului de lege.

Atât pentru electricitate, cât și pentru gaz natural:

- ✓ Aspecte legate de protecția consumatorilor și a drepturilor acestora, printre care dreptul consumatorilor de a primi toate datele privitoare la consum, de a primi informații cu privire la sursele de energie și la cum pot să își rezolve disputele cu furnizorii, etc. S-a considerat că din legislația existentă lipsea un set obligatoriu de informații care să fie inclus în factură.
- ✓ Aspecte legate de proiectarea tehnică a facilităților de producție și generare.
- ✓ Aspecte legate de separarea sistemelor de transport și de distribuție, respectiv de certificarea operatorului de transport și de sistem. Comisia a considerat, de asemenea, că nu au fost transpuse corect și complet cerințele ce țineau de accesul terților la sistemul de transport, precum și modalitatea de luare a deciziilor financiare de operatorul independent de sistem.
- ✓ Cerințe legate de transparența procedurilor de autorizare pentru noi obiective.
- ✓ Clarificarea responsabilităților operatorilor sistemelor de distribuție, inclusiv a aspectelor specifice legate de sursele de energie folosite, precum și obligațiile de echilibrare în cazul operatorilor de distribuție din sectorul gazelor naturale. Maniera de tratare a plângerilor împotriva operatorilor de transport și de distribuție.
- ✓ Definiția consumatorului vulnerabil și măsuri de protecție a acestora (ex: un Plan Național de Acțiuni cu Privire la Sărăcia Energetică, etc.)

Pentru gaz natural:

În plus față de aspectele semnalate mai sus, valabile pentru ambele domenii, Comisia a identificat și patru aspecte specifice legate exclusiv de gazul natural, conținute în Directiva 2009/73/CE:

- Clarificarea sarcinilor pentru operatorii de transmisie, stocare și LNG
- Responsabilitatea reglementatorilor de monitorizare a planurilor de investiție ale operatorilor de transport
- Obligația reglementatorului de aprobare a metodologiilor pentru interconectări și accesul la infrastructura transfrontalieră
- Regimul derogărilor cu privire la obligațiile de tip Take or Pay

ASPECTE PRIVIND LEGISLATIA ÎN VIGOARE

Parlamentul României a adoptat Legea 127/ 2014 pentru modificarea și completarea legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 și a Legii 238/2004. Legea 127/2014 a fost publicată în Monitorul Oficial al României nr. 720 din 1 octombrie 2014.

Prin adoptarea de către Parlamentul României a Legii 127/2014 pentru modificarea și completarea legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 și a Legii 238/2004 autoritățile române au realizat transpunerea integrală a Directivei 2009/73/CE privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale (precum și a Directivei 2009/72/CE), asigurându-se astfel condițiile retragerii de către Comisia Europeană, de pe rolul Curții de Justiție a UE, a Cauzei C-406/13 (privind necomunicarea măsurilor naționale de transpunere a unor prevederi din Directiva 2009/73/CE privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale).

Consumatorul vulnerabil a fost reglementat prin Ordonanța Guvernului nr. 27 din august 2013 (act normativ care modifică și completează Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 70/2011 privind măsurile de protecție socială în perioada sezonului rece). Consumatorul vulnerabil a fost definit ca fiind clientul, persoană singură/familie, care nu își poate asigura din bugetul propriu acoperirea integrală a cheltuielilor legate de încălzirea locuinței și ale cărei venituri sunt situate în limitele de 155- 615 lei lunar net/membru de familie, respectiv pot acoperi între 8-100% din costul lunar cu gazele naturale pentru încălzire. Mai mult decât atât, în conformitate cu prevederile art. 201, alin 3 din Legea 123/2012 (legea energiei și gazelor naturale) pentru profituri neprevăzute apărute în conjuncturi economice foarte favorabile se poate stabili o taxă temporară în scopul constituirii unui fond de solidaritate pentru susținerea consumatorului vulnerabil.

În urma eforturilor prezentate mai sus, pe data de 18 octombrie 2014, Comisia Europeană a anunțat că renunță la ambele acțiuni înaintate împotriva României (respectiv, cazurile C-405/13 și C-406/13, IP/13/260).

Cele șapte proceduri de infringement deschise la momentul de față de Comisia Europeană la adresa României (toate în faza pre-contencioasă) vizează gazul natural (3/7), conformarea centralelor termice cu valorile maxime admise pentru emisiile de dioxid de sulf (1/7), netransmiterea planului de acțiune pentru eficiența energetică (PNAEE), eficiența energetică (1/7), conținutul de sulf al combustibililor marini (1/7). Ultimele două proceduri vizează necomunicarea măsurilor de transpunere a Directivelor 2012/27/EU, respectiv 2012/33/EU.

În ceea ce privește procedurile privitoare la gaz natural, într-un prim caz, Comisia reclamă încălcarea unor obligații din Regulamentul (CE) nr. 1775/2005 privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale, respectiv obligația de a pune la dispoziție capacitatea maximă pe conducta Isaccea – Negru Vodă; obligațiile care privesc publicarea de informații privind capacitățile tehnice contractate și disponibile și ratele de utilizare lunară a capacității cu privire la punctul Negru-Vodă; obligații de transparență ale OTS; și obligații referitoare la tarifele de dezechilibru. Comisia a fost informată cu privire la acțiunile întreprinse de autoritățile române în vederea renegocierii acordurilor guvernamentale cu Federația Rusă și este informată în mod constant cu privire la progresele derulate cu privire la revizuirea Codului Rețelei.

În cel de-al doilea caz din domeniul gazului natural ajuns în faza precontencioasă Comisia Europeană reclamă faptul că prin obligarea producătorilor de gaze naturale să pună cu prioritate la dispoziția furnizorilor cantitățile de gaze naturale rezultate din activitatea de producție, necesară acoperirii consumului de gaze naturale pe piața reglementată (a se vedea art. 124, alin 1) lit e) din Legea 123/2012), legislația națională instituie o interdicție de facto în ceea ce privește exportul gazelor naturale (respectiv o restricție cantitativă de a exporta).

Comisia Europeană consideră că prevederea indicată mai sus, coroborată cu efectul regimului prețurilor reglementate avantajează clienții din România (respectiv clienții pieței reglementate) în detrimentul clienților din UE, care nu pot cumpăra gaze naturale din România.

Comisia Europeană reclamă, totodată, și faptul că autoritatea națională de reglementare în domeniul energiei nu și-ar fi îndeplinit obligațiile ce-i revin în temeiul art. 40 din Directiva 2009/73/CE de a elimina restricțiile în comerțul cu gaze naturale dintre România și celelalte state membre ale UE.

Autoritățile române au argumentat că măsura prevăzută de art. 124, alin (1) lit e) din Legea 123/2012 este necesară în vederea asigurării protecției consumatorului final casnic și în vederea asigurării aprovizionării acestuia cu gaze naturale la prețuri care sunt în limita sa de suportabilitate, cu precizarea că de la 1 ianuarie 2015 piața reglementată va cuprinde doar categoria consumatorului casnic și producătorii de energie termică pentru cantitatea necesară energiei termice destinate consumului populației.

A treia cauză din domeniul gazului natural vizează anumite presupuse încălcări ale Regulamentului (UE) nr. 994/2010 privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale și de abrogare a Directivei 2004/67/CE, respectiv încălcarea unor obligații ce țin de notificarea de către autoritatea competentă a planului de acțiune preventivă și a planului de urgență și a unor obligații ce țin de adoptarea de către autoritatea competentă a unor decizii cu privire la stabilirea de capacități bidirecționale permanente în punctele transfrontaliere de interconectare (Arad - Szeged și Negru Vodă).

În cazul ce are ca obiect conformarea anumitor termocentrale (S.C. Complexul Energetic Craiova S.E., S.C. Termoelectrica S.E. Petroșani, R.A.A.N. – sucursala ROMAG TERMO, S.C. Complexul Energetic Rovinari S.A. și S.C. C.E.T. Govora) cu cerințele Directivei 2001/80/CE a Parlamentului European și Consiliului din 23 octombrie 2011 privind limitarea emisiilor în atmosferă a anumitor poluanți provenind de la instalații de ardere de dimensiuni mari, Departamentul pentru Energie, Ministerul Mediului și Consiliul Județean Vâlcea informează în mod constant Comisia Europeană cu privire la stadiul conformării.

Cazurile pilot, pe de altă parte, vizează subiecte precum raportarea planului național privind clădirile al căror consum este egal cu zero, tarifele de acces la rețelele de energie electrică în funcție de țara de destinație, și publicarea manualului privind procedura de autorizare aplicabilă proiectelor de interes comun.

PROGRAMUL DE INVESTIȚII STRATEGICE

INVESTIȚII STRATEGICE DE INTERES NAȚIONAL

Conform viziunii și a celor opt obiective fundamentale ale Strategiei Energetice, dezvoltarea sectorului energetic este direct proporțională cu realizarea unor proiecte de investiții strategice de interes național.

Aceste investiții vor produce modificări de substanță și vor dinamiza întregul sector. Investițiile strategice de interes național sunt repere fixe și obligatorii în programarea strategică; toate celelalte măsuri necesare pentru atingerea obiectivelor strategice vor fi operaționalizate plecând de la premisa realizării proiectelor de investiții strategice de interes național.

Prin Strategia Energetică a României, următoarele obiective sunt considerate investiții strategice de interes național:

- o finalizarea Grupurilor 3 și 4 de la CNE Cernavodă;
- o realizarea Hidrocentralei cu Acumulare prin Pompaj de la Tarnița-Lăpușești;
- o realizarea Grupului de 600 MW de la Rovinari;
- o realizarea Complexului Hidrotehnic Turnu-Măgurele-Nicopole.

➤ **Finalizarea grupurilor 3 și 4 la CNE Cernavodă**

Energia nucleară, sursă de energie cu emisii reduse de carbon, are o pondere semnificativă în totalul producției naționale de energie electrică - circa 18% -, și reprezintă o

componentă de bază a mixului energetic din România. Energia nucleară din România este susținută de resurse și infrastructură internă ce acoperă întreg ciclul deschis de combustibil nuclear; practic, România are un grad ridicat de independență în producerea de energie nucleară.

Analizele privind necesitatea îndeplinirii obiectivelor și țințelor de mediu și securitate energetică, siguranță în aprovizionare și diversificarea surselor pentru un mix energetic echilibrat, care să asigure un preț al energiei suportabil pentru consumatori, relevă că Proiectul Unităților 3 și 4 de la CNE Cernavodă reprezintă una dintre soluțiile optime de acoperire a deficitului de capacitate de producție de energie electrică previzionat pentru 2028-2035 ca urmare a atingerii duratei limită de operare a mai multor capacități existente.

Proiectul Unităților 3 și 4 de la CNE Cernavodă prevede finalizarea și punerea în funcțiune a două unități nucleare de tip CANDU 6, fiecare cu o putere instalată de 720 MW, un grup urmând a fi pus în funcțiune până în 2030.

Mărirea capacității de producție a CNE Cernavodă este, de asemenea, o măsură investițională susținută de obiectivul de securitate energetică a României. Realizarea obiectivului de investiții va asigura un aport suplimentar de energie în sistemul energetic de circa 11 TWh, precum și o creștere a puterii instalate cu 1.440 MW.

Ținând cont de caracteristica de operare a CNE, această putere va avea un grad ridicat de disponibilitate și va permite asigurarea acoperirii bazei curbelor de producție și consum a energiei din SEN.

Efectele sistemice ce se vor înregistra după realizarea acestor două grupuri vor fi următoarele:

- creșterea capacității de producție a SEN cu efecte pozitive asupra securității energetice prin asigurarea aportului energetic al României pe piețele regionale;
- instalarea unor grupuri noi cu eficiență și fiabilitate ridicată, fapt ce va ridica indicatorii globali de eficiență și fiabilitate ai sistemului de producție;
- surplusul de putere și energie în sistem va permite retragerea temporară din operare a altor capacități pentru modernizări și re tehnologizări sau închiderea acelor capacități la care acestea nu se justifică;
- tranziția către un sector energetic cu emisii reduse de gaze cu efect de seră;
- păstrarea capacităților de producție pe teritoriul național a activităților rentabile din sfera exploatarei rezervelor de uraniu, a celor de procesare și producere a combustibilului nuclear, având implicații pozitive și asupra gestionării problemelor sociale din domeniul mineritului energetic;
- recuperarea investițiilor realizate în construcțiile aferente Grupurilor 3 și 4 de la CNE Cernavoda;
- valorificarea rezervei de apă grea constituită în anii precedenți pentru operarea CNE Cernavodă cu 4 grupuri operaționale;
- asigurarea unei participări vizibile a industriei nucleare orizontale din România (inginerie, proiectare, fabricarea de echipamente etc) și creșterea numărului de locuri de muncă (cca19.000).

➤ **Realizarea unui grup energetic nou, de 600 MW la Rovinari**

Astăzi, capacitatea netă instalată și disponibilă (inclusiv cea rezervată pentru servicii de sistem) în centrale termoelectrice pe bază de lignit și de huilă este de 3300 MW.

Competitivitatea cărbunelui în mixul de energie electrică depinde de:

1. randamentul fiecărui grup, destul de scăzut pentru capacitățile existente;

2. costul lignitului livrat centralei, situat la un nivel relativ ridicat;
3. prețul certificatelor de emisii EU ETS.

Pentru a-și păstra locul în mixul energiei electrice, costul lignitului trebuie să fie cât mai scăzut, iar consumul propriu tehnologic al grupurilor energetice trebuie redus. Noile capacități pe bază de lignit trebuie să aibă parametri supra-critici, eficiență ridicată, flexibilitate în operare și emisii specifice de GES scăzute.

Proiecțiile de preț pentru energia electrică și pentru certificatele ETS indică păstrarea competitivității lignitului în mixul de energie electrică, la un nivel asemănător celui din prezent, cel puțin până în anul 2025.

O importanță deosebită va avea lignitul în asigurarea adecvanței SEN în situații de stres, precum perioadele de secetă prelungită sau de ger puternic.

Durata de viață rămasă a grupurilor existente va depinde de măsura în care reușesc să rămână competitive în mixul energiei electrice și să își îndeplinească obligațiile de mediu.

Pe termen lung, rolul lignitului în mixul energetic poate fi păstrat prin dezvoltarea de noi capacități, prevăzute cu tehnologie de captare, transport și stocare geologică a CO₂ (CSC).

Rezultatele modelării indică fezabilitatea, începând cu anul 2020, a proiectelor pentru noi centrale termoelectrice pe bază de lignit cu parametri supracritici, iar din anul 2035 - cu condiția ca acestea să fie prevăzute cu tehnologia de captare, transport și stocare geologică a CO₂ (CSC). Modelarea arată că ar putea fi construită o capacitate pe bază de lignit prevăzută cu CSC cuprinsă între 600 MW și 1000 MW.

Astfel construcția unei capacități supracritice pe bază de lignit de 600 MW, care să intre în producție după anul 2020, și căreia să-i poată fi adăugată o capacitate de captare și stocare a CO₂ începând din 2035, este nu numai necesară, dar și obligatorie pentru asigurarea compoziției mixului energetic cu un cost optim la nivel sistemic.

Grupul va utiliza lignitul furnizat din carierele aflate în imediata vecinătate a obiectivului de investiții.

Beneficii macroeconomice:

- accesul la tehnologii moderne într-o investiție energetică de aproape un miliard de euro, în condițiile în care de 25 de ani nu s-au mai făcut investiții în sectorul termoenergetic românesc;
- accesul la management modern și sustenabil privind protecția mediului;
- consolidarea pieței naționale de energie și a mixului energetic diversificat prin valorificarea superioară a resurselor energetice primare;
- stimularea investițiilor interne prin asigurarea din România a unor părți de echipamente și materiale;
- crearea de locuri de muncă pe perioada implementării proiectului (cca 4.000).

➤ **Realizarea Centralei Hidroenergetice cu Acumulare prin Pompaj Târnița-Lăpușești**

În condițiile în care, la orizontul anului 2030, în mixul tehnologic din sistemul de producție al energiei electrice din România va crește ponderea sectorului nuclear și a energiei din surse regenerabile, sunt necesare capacități care să asigure flexibilitatea sistemului electroenergetic.

Prin realizarea celor două grupuri nucleare noi și menținerea unui trend crescător al capacităților de producție din surse regenerabile cu caracter intermitent, construcția unei

centrală de mare capacitate cu acumulare prin pompaj este obligatorie pentru stabilitatea sistemului electroenergetic.

La nivelul anului 2030 există și perspectiva altor tehnologii pentru stocarea energiei, dar acestea nu au, în acest moment, suficientă maturitate tehnologică pentru a fi implementate. Prin urmare, este obligatorie realizarea unei capacități de stocare cu puterea de circa 1.000 MW în CHEAP Tarnița-Lăpușești care să poată interveni în echilibrarea sistemului pe durate cuprinse între 4-6 ore.

➤ **Complexul Hidrotehnic Turnu Măgurele-Nicopole**

Amenajarea rațională a cursurilor de apă nu se face doar din perspectiva obținerii energiei electrice. O dată cu folosința energetică, amenajarea trebuie să permită și alte utilizări ca de exemplu: protecția împotriva inundațiilor și tranzitarea în siguranță a viiturilor, asigurarea apei pentru agricultură și industrie, a condițiilor de navigație și dezvoltarea infrastructurilor portuare, dezvoltarea trecerilor rutiere și feroviare peste cursurile de apă, desecări și redări în circuitul agricol al unor terenuri etc.

Unul dintre proiectele hidrotehnice cu folosințe complexe și cu un mare potențial de a genera dezvoltare economică regională este Complexul Hidrotehnic Turnu-Măgurele-Nicopole. Proiectul va fi realizat prin amenajarea a fluviului Dunărea pe sectorul aval de Porțile de Fier I și II, până imediat în aval de confluența cu râul Olt, în cadrul cooperării între guvernele din România, Bulgaria și Serbia.

Complexul va produce, în medie, o energie de aproximativ 2.200 GWh/an, contribuind semnificativ la creșterea statutului României de furnizor de securitate energetică în regiune.

Prin realizarea acestui obiectiv de investiții, vor fi create condiții mai bune pentru navigația pe Dunăre prin reducerea cheltuielilor pentru dragare, scurtarea lungimii șenalului navigabil, îmbunătățirea exploatarei porturilor și eliminarea inconvenientelor de navigație în situațiile de debite mici

De asemenea, se va asigura alimentarea cu apă a localităților riverane, acestea nemaifiind dependente de nivelul apei Dunării. Ca urmare a funcționării continue și controlate a sistemului de drenaj se va stabili pânza freatică în lunca Dunării, făcând posibilă realizarea de irigații gravitaționale care vor duce la creșterea semnificativă a producției agricole.

De asemenea, proiectul include realizarea unei noi legături rutiere și de cale ferată între România și Bulgaria, peste baraj fiind prevăzută o șosea cu patru benzi de circulație și o cale ferată dublă.

Proiectul se adresează autorităților care administrează domeniile transporturilor, producerii energiei electrice, gestiunii apelor, dar și comunităților locale riverane fluviului Dunărea și, din acest motiv, modul de realizare al acestei investiții a necesitat o decizie la nivel guvernamental. Guvernul României a aprobat prin Hotărârea nr. 643 din 23.08.2018 includerea proiectului Complexului Hidrotehnic Turnu-Măgurele-Nicopole în lista de proiecte strategice de investiții care urmează a fi pregătite și atribuite în parteneriat public-privat de către Comisia Națională de Strategie și Prognoză.

- **CARACTERISTICILE DE MEDIU ALE ZONELOR POSIBIL A FI AFECTATE SEMNIFICATIV DE IMPLEMENTAREA SER 2019-2030 CU PERSPECTIVA ANULUI 2050**

SER 2019-2030, cu perspectiva anului 2050 vizează cadrul de acțiune pentru implementarea unor categorii de investiții propuse localizate pe întreg teritoriul național cu rolul de a dezvolta sectorul energetic cu prejudicii cât mai mici aduse mediului natural.

Categoriile de investiții propuse prin SER 2019-2030, cu perspectiva anului 2050 sunt: modernizarea și realizarea capacităților de producere a energiei electrice în termocentrale pe bază de cărbune și gaz natural; realizarea și finalizarea capacităților de producere a energiei electrice în hidrocentrale; finalizarea capacităților de producere de energie în subsectorul nuclear; extinderea unor investiții din subsectorul de transport al energiei electrice.

În analiza caracteristicilor de mediu ale zonelor posibil a fi afectate semnificativ s-au luat în considerare doar acele categorii de investiții care pot avea impact negativ asupra mediului.

Sunt identificate o serie de proiecte care fac parte din cele 3 tipuri de investiții propuse, astfel: pentru 5 dintre ele deja s-au stabilit formele de impact și măsurile de reducere prin acordurile de mediu deja emise, pentru alte 7 se cunoaște la acest moment locația (se vor moderniza sau re tehnologiza pe amprenta actualelor obiective energetice), iar pentru alte două se va stabili locația exactă în procedura de evaluare a impactului asupra mediului.

Zonele posibil a fi afectate sunt reprezentate de zonele sensibile din interiorul sau vecinătatea ariilor naturale protejate de către noile tipuri de investiții. De asemenea alte aspecte de mediu pot fi potențial afectate: apa, solul și aerul.

În funcție de tipul, amploarea și amplasamentul lucrărilor propuse, implementarea acestor proiecte poate afecta: habitate naturale și specii sălbatice de floră și faună; zone ripariene și Folosințe de apă din zonele situate în aval de amplasamentul proiectelor, în cazul lucrărilor care au în vedere regularizări de albie ale cursurilor de apă, apărări de mal, îndiguri. Decizia implementării unor proiecte într-un anumit amplasament se va face prin selecția acelor alternative care permit atingerea scopului propus cu cele mai mici costuri de mediu și cu considerarea măsurilor adecvate de reducere și compensare (dacă este cazul) a efectelor pe măsura impactului generat, inclusiv refacerea integrală (structurală și funcțională) sistemelor ecologice afectate.

Cadrul decizional in implementare

Acest raport prezintă concluziile evaluării strategice de mediu pentru Strategia Energetică a României pentru perioada 2019-2030, cu perspectiva anului 2050.

Raportul de mediu a fost întocmit în conformitate cu cerințele de conținut ale Anexei nr. 2 a Hotărârii de Guvern nr. 1076/2004 “privind stabilirea procedurii de realizare a evaluării de mediu pentru planuri și programe”.

Evaluarea strategică de mediu este un proces de analiză a unei strategii, plan sau program care a încercat să ia în considerare toate problemele de mediu din sectorul energetic, a identificat soluții pentru diminuarea acestora și evită crearea unor noi probleme de mediu prin obiectivele și măsurile nou propuse.

Strategia Energetică a României 2019-2030, cu perspectiva anului 2050 este un document promovat de către Ministerul Energiei. Sectorul energetic include orice activitate legată de: exploatarea cărbunilor, a gazului natural, a țițeiului, exploatarea resurselor regenerabile (puterea vântului, energia apei, energia soarelui, energia geotermală, biomasa) producerea energiei electrice și a apei calde prin arderea combustibililor fosili sau alte tehnologii, transportul materiilor prime, al energiei și al apei calde.

Prin SER 2019-2030, cu perspectiva anului 2050 s-au identificat următoarele: tendința de evoluție a consumului de energie; capacitățile energetice ce trebuie reabilitate /construite

pentru a putea asigura cantitatea de energie necesară, transportul și distribuția acesteia; măsurile necesare pentru asigurarea resursei umane necesare;

măsurile necesare pentru conformarea cu cerințele legislației de protecția mediului; măsurile necesare pentru creșterea eficienței energetice (menținerea producției energetice cu un consum mai mic de resurse și diminuarea pierderilor).

SER 2019-2030, cu perspectiva anului 2050 nu prezintă mai multe alternative care pot fi luate în considerare pentru evaluarea efectelor asupra sănătății umane și a mediului

Astfel, în cadrul prezentului Raport de mediu s-au luat în calcul două alternative: neimplementarea SER 2019-2030, cu perspectiva anului 2050, care ar duce la neimplementarea țintelor privind mediul impuse de către legislația comunitară privind protecția mediului și alternativa prezentată în Strategie, care presupune respectarea unor angajamente și îndeplinirea unor ținte stabilite de către legislația comunitară, realizarea de noi investiții sau modernizarea celor deja existente din domeniul producerii energiei electrice. Implementarea strategiei va genera deopotrivă efecte pozitive și negative. Per ansamblu putem aprecia că ponderea efectelor pozitive este de mult mai mare din totalul efectelor potențiale identificate.

Efectele negative sunt asociate în principal măsurilor propuse de extindere și construire de noi capacități energetice, în principal: construcția de noi hidrocentrale. Componenta de mediu pentru care au fost identificate cele mai multe efecte negative potențiale este reprezentată de biodiversitate (în principal conservarea habitatelor naturale și a speciilor de floră și faună sălbatică).

Efectele pozitive sunt asociate în principal măsurilor ce vizează reducerea/îndepărtarea problemelor de mediu din sectorul energetic. Cele mai multe efecte pozitive sunt asociate măsurilor pentru diminuarea emisiilor de poluanți în aer și creșterii eficienței energetice.

Sectorul energetic, în prezent se bazează pe exploatarea resurselor naturale (epuizabile sau regenerabile). Modul în care acest sector va reuși să mențină și să consolideze sustenabilitatea (prin reducerea utilizării resurselor epuizabile, creșterea gradului de utilizare corectă a resurselor regenerabile și creșterea eficienței energetice) este măsura directă a durabilității sale. Cu unele rezerve legate de potențialele efecte negative identificate (care pot fi prevenite / îndepărtate prin implementarea măsurilor adecvate) putem concluziona că această formă a Strategiei energetice propune o schimbare semnificativă a politicii energetice naționale ce creează premisele dezvoltării durabile a acestui sector.

Protocolul de la Paris: combaterea schimbărilor climatice globale după 2020

Noul acord global privind schimbările climatice, Protocolul de la Paris, adoptat în decembrie 2015, oficializează obiectivul de reducere cu 40% a emisiilor de gaze cu efect de seră până în 2030, convenit în cadrul Consiliului European din octombrie 2014. Obiectivele, cunoscute și sub denumirea de „contribuții preconizate stabilite la nivel național” sau INDC, au fost transmise CCONUSC până la sfârșitul lunii martie 2015. În această privință, Comunicarea CE:

- prezintă în linii mari obiectivele în privința cărora Protocolul de la Paris ar trebui să producă rezultate, inclusiv în ceea ce privește reducerea emisiilor, dezvoltarea

durabilă și investițiile în dezvoltarea cu emisii reduse de dioxid de carbon și rezistentă la schimbările climatice

- evidențiază necesitatea unui proces de revizuire și consolidare a angajamentelor asumate în temeiul Protocolului de la Paris;
- subliniază importanța unor norme solide privind monitorizarea, raportarea, verificarea și contabilizarea pentru toate părțile la Protocolul de la Paris;
- expune detaliat modalitățile de promovare a punerii în aplicare și a cooperării, cum ar fi mobilizarea de fonduri publice și private și sprijinirea dezvoltării și a utilizării tehnologiilor legate de climă;
- subliniază necesitatea mobilizării combaterii schimbărilor climatice prin alte politici, cum ar fi politica de cercetare și dezvoltare.

Obiective Cadrul 2020 – 2030

Principalele obiective ale actualului cadru pentru politica privind energia și clima, ce trebuie atinse până în 2020 sunt:

- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (20%);
- ponderea energiei din sursele regenerabile (20%);
- programele de îmbunătățire în domeniul eficienței energetice (20%).

Conform Comunicării CE către Parlamentul European (COM (2014) 15 final), actualele politici privind energia și clima au condus la realizarea unor progrese substanțiale în vederea îndeplinirii obiectivelor 20/20/20:

- în 2012, nivelul emisiilor de gaze cu efect de seră a fost cu 18% mai scăzut în raport cu

nivelul înregistrat în 1990 și se estimează că emisiile vor scădea în continuare, atingând niveluri reduse cu 24% față de cele din 1990 până în 2020, respectiv cu 32% mai mici până în 2030 pe baza politicilor actuale;

- ponderea energiei din surse regenerabile în consumul final de energie a crescut, ajungând

la 13% în 2012 și se estimează că va crește în continuare până la 21% în 2020 și 24% în 2030;

- la sfârșitul anului 2012, UE instalase aproximativ 44% din energia electrică produsă din

surse regenerabile la nivel mondial (cu excepția hidroenergiei);

- intensitatea energetică a economiei UE s-a redus cu 24% în perioada 1995-2011, în timp ce

îmbunătățirile realizate în sectorul industrial au fost de aproximativ 30%. Directiva privind eficiența energetică adoptă o abordare colectivă a economiilor de energie în UE. Termenul de transpunere a directivei a fost iunie 2014, iar Consiliul și Parlamentul European au solicitat o evaluare a acesteia pentru a examina progresele înregistrate în vederea realizării obiectivului pentru 2020. Deocamdată, se preconizează că nu se va atinge obiectivul de 20%;

- emisiile de dioxid de carbon generate de economia UE au scăzut cu 28% în perioada 1995-

2010.

Cadrul de politici pentru 2030 se va baza pe aplicarea integrală a obiectivelor 20/20/20, inclusiv prin noi ținte, precum și pe următoarele elemente:

- un angajament ambițios de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră, în conformitate cu foile de parcurs pentru 2050, dar răspunzând provocărilor legate de eficacitatea costurilor și accesibilitatea prețului;
 - simplificarea cadrului de politici la nivel european, îmbunătățind în același timp complementaritatea și coerența dintre obiective și instrumente;
 - oferirea de flexibilitate statelor membre pentru a defini o tranziție către emisii reduse de dioxid de carbon care să corespundă circumstanțelor lor specifice;
 - consolidarea cooperării regionale între statele membre;
 - menținerea dinamismului care stă la baza dezvoltării surselor regenerabile de energie, printr-o politică bazată pe o abordare mai eficientă din punctul de vedere al costurilor;
 - înțelegere clară a factorilor care determină costurile energiei, astfel încât politicile în domeniu să țină cont de obiectivul menținerii competitivității întreprinderilor și accesibilității prețurilor energiei;
 - îmbunătățirea securității energetice;
 - îmbunătățirea securității investitorilor prin oferirea încă de acum a unor semnale clare cu privire la modul în care se va schimba cadrul de politică după 2020;
 - distribuirea echitabilă a eforturilor între statele membre, ținând seama de circumstanțele și capacitățile lor specifice.

La Consiliul European șefii de state și de guverne au agreeat noile ținte în domeniul energie – climă pentru 2030. Astfel, Statele Membre se vor angaja la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră pentru emisiile UE cu 40% în raport cu nivelul din 1990; energia din surse regenerabile trebuie să continue să joace un rol esențial în tranziția către un sistem energetic mai competitiv, sigur și durabil, ponderea ei urmând să crească la 27%. De asemenea, s-a agreeat o țintă indicativă de 27% în ceea ce privește eficiența energetică (așadar, economii de energie de 27%, măsurate în consum de energie primară), care ar urma să fie revizuită în 2020, cu scopul explorării unui nivel de 30%.

Obiectivul UE în materie de eficiență energetică nu este obligatoriu, iar progresele sunt realizate prin măsuri de politică specifice la nivelul UE și la nivel național, care vizează inclusiv aparatele de uz casnic și industrial, vehiculele și parcul imobiliar. De asemenea, actuala țintă de 10% (până în 2020) în ceea ce privește interconectările de energie electrică va crește la 15% până în 2030 (ținând însă cont de costuri și de potențialul realizării de schimburi comerciale între respectivele regiuni).

România nu și-a atins ținta de interconectare pentru 2020, aceasta fiind în prezent la nivelul de 7%. CE atrage atenția asupra necesității concentrării eforturilor pe așa-numitele *insule energetice*: Statele Baltice, Peninsula Iberică, Cipru, Malta și Grecia.

Reforma EU ETS

Un alt element al Cadrului european 2030 este **reforma sistemului de comercializare certificatelor de emisii (EU ETS)**.

Parlamentul European și Consiliul au convenit asupra propunerii de a amâna licitarea a 900 de milioane de certificate de emisii până în 2019/2020.

Surplusul structural va persista mult timp în perioada de comercializare de după 2020 (faza

4) dacă nu sunt luate măsuri suplimentare pentru reformarea ETS. Pentru a asigura eficacitatea ETS în promovarea investițiilor în tehnologii cu emisii scăzute de dioxid de carbon la cel mai redus cost pentru societate, este necesar să se ia din timp o decizie pentru a face din ETS un instrument mai solid. În opinia Comisiei, acest lucru se poate realiza cel mai bine prin crearea unei rezerve pentru stabilitatea pieței la începutul fazei 4 în 2021.

Alocarea gratuită va continua și în 2030, cu scopul prevenirii defocalizării industriilor energointensive. Plafonul va scădea cu 2,2% începând cu 2021. În același timp, pentru a intensifica eforturile de reducere a emisiilor de carbon, din sumele încasate în urma tranzacționării certificatelor de emisii, se vor înființa două fonduri, unul pentru inovare (care va sprijini proiecte demonstrative de reducere a emisiilor, pe baza programului existent NER300), iar cel de-al doilea pentru modernizare, care va sprijini modernizarea sistemelor energetice în Statele Membre cu venituri mici (în care PIB/cap de locuitor nu depășește 60% din media europeană, adică aproximativ zece State Membre).

Noul cadru de monitorizare

Un rol important în noua arhitectură 2030 îl va avea un nou cadru de monitorizare, care va cuprinde planuri naționale pentru o energie competitivă, sigură și durabilă.

CE consideră că este necesară simplificarea și raționalizarea proceselor, deocamdată separate, de raportare cu privire la sursele regenerabile, eficiența energetică și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră după 2020, și să instituie un proces consolidat de guvernare cu statele membre.

Îndeplinirea obiectivelor ar fi asigurată printr-o armonizarea măsurilor la nivelul UE și la nivel național, așa cum sunt descrise de statele membre în planurile lor naționale pentru o energie competitivă, sigură și durabilă. Aceste planuri

- ✓ ar asigura îndeplinirea obiectivelor de politică ale UE în materie de climă și energie;
- ✓ ar oferi o mai mare coerență a abordărilor statelor membre;
- ✓ ar promova o mai mare integrare a pieței și o concurență sporită;
- ✓ ar oferi investitorilor siguranță pentru perioada de după 2020;
- ✓ ar trebui să stabilească o abordare clară pentru atingerea obiectivelor naționale privind emisiile de gaze cu efect de seră în sectoarele non-ETS, energia din surse regenerabile, economiile de energie, securitatea energetică, cercetarea și inovarea, precum și alte alegeri majore, cum ar fi energia nucleară, gazele de șist, captarea și stocarea dioxidului de carbon.

Aceste planuri urmează a fi integrate într-o structură de guvernare clară, cu un proces iterativ condus de Comisie, care va evalua planurile statelor membre în ceea ce privește aceste aspecte comune și va formula recomandări, dacă va fi cazul.

Noul proces va cuprinde următoarele etape:

Etapa 1: Comisia va elabora orientări detaliate privind funcționarea noului proces de guvernare și, mai ales, conținutul planurilor naționale;

Etapa 2: Pregătirea planurilor statelor membre printr-un proces iterativ;

Etapa 3: Evaluarea planurilor și a angajamentelor statelor membre.

Nu în ultimul rând, noul cadru 2030 va cuprinde **noi indicatori pentru o energie competitivă, sigură și durabilă**. CE va monitoriza următoarele aspecte:

- diferențele prețurilor energiei între UE și principalii săi parteneri comerciali, stabilite pe baza raportului privind prețurile și costurile energiei;

- diversificarea importurilor de energie și ponderea surselor autohtone de energie utilizate în consumul de energie în perioada până în 2030;
- dezvoltarea pe scară largă a rețelelor inteligente și a interconexiunilor între statele membre;
- cuplarea piețelor energetice din cadrul UE, pe baza liberalizării piețelor gazului și energie electrice realizate deja în temeiul legislației UE;
- concurența și concentrarea pe piețele de energie la nivel național și în regiunile în care cuplarea funcționează la nivelul comerțului cu ridicata;
- inovarea tehnologică (cheltuieli cu C&D, brevete europene, poziția competitivă în materie de tehnologii în comparație cu țările terțe).

Perspectiva energetică 2050

Pentru anul 2050, UE și-a propus să aibă un sistem energetic sigur, competitiv și decarbonizat. În acest sens, aspirația orientativă este ca UE să își reducă emisiile de gaze cu efect de seră cu peste 80% până în 2050. Instituțiile europene recunosc însă faptul că atingerea acestui obiectiv va exercita o presiune deosebită asupra sistemelor energetice.

Totodată, situația UE și nivelul acesteia de ambiție vor depinde în mod direct de tendințele energetice globale și, totodată, de finalizarea unui acord mondial privind clima, care ar determina, de asemenea, scăderea cererii și a prețurilor pentru combustibili fosili la nivel mondial.

În aceste condiții, pentru 2050, modelările făcute de CE, conform COM (2011) 885 final, arată următoarele posibile scenarii.

Scenarii bazate pe tendințele actuale

- **Scenariul de referință.** Scenariul de referință include tendințele actuale și previziunile pe termen lung privind dezvoltarea economică [o creștere a PIB cu 1,7% pe an]. Scenariul ține seama de politicile adoptate până în martie 2010, inclusiv de obiectivele pentru 2020 privind ponderea energiei din surse regenerabile și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, precum și de Directiva privind schema de comercializare a certificatelor de emisii (ETS). În scopul analizei au fost examinate mai multe aspecte sensibile privind ratele mai mari sau mai mici de creștere a PIB și prețurile mai mari sau mai mici de import al energiei.
- **Inițiative politice actuale (IPA).** Acest scenariu actualizează măsurile deja adoptate, de exemplu, după evenimentele care au avut loc la Fukushima, în urma catastrofelor naturale din Japonia și măsurile propuse, cum sunt cele din cadrul strategiei „Energie 2020”; scenariul include, de asemenea, acțiuni propuse în legătură cu „Planul pentru eficiență energetică” și noua „Directivă privind impozitarea energiei”.

Scenarii de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră

- **Eficiență energetică sporită.** Angajament politic pentru reduceri foarte importante ale consumului de energie; include, de exemplu, cerințe minime mai stricte pentru aparatura și clădirile noi; renovarea în proporție mai mare a clădirilor existente; stabilirea de obligații de reducere a consumului energetic pentru utilitățile energetice.

Acest scenariu conduce la scăderea cererii de energie cu 41% până în 2050, în comparație cu nivelurile maxime din 2005-2006.

- **Tehnologii de producție diversificate.** Nu este preferată nicio tehnologie; toate sursele de energie pot concura în sistem de piață, fără măsuri specifice de sprijin. Eficiența măsurilor de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră depinde de stabilirea prețului carbonului, presupunând că publicul acceptă atât energia nucleară, cât și captarea și stocarea carbonului (CSC).
- **O pondere crescută a energiei din surse regenerabile.** Măsuri solide de sprijin a surselor regenerabile de energie, care conduc la o pondere mare a acestora în consumul de energie final brut (75% în 2050) și la o pondere de până la 97% în consumul de energie electrică.
- **Introducerea cu întârziere a CSC.** Asemănător cu scenariul „Tehnologii de aprovizionare diversificate”, însă pornește de la ipoteza introducerii cu întârziere a CSC, ceea ce antrenează o pondere mai mare a energiei nucleare, decarbonizarea fiind determinată de prețul carbonului, mai degrabă decât de progresele tehnologice.
- **O proporție redusă a energiei nucleare.** Asemănător cu scenariul „Tehnologii de aprovizionare diversificate”, însă pornește de la ipoteza că nu se va mai construi nicio centrală nucleară (cu excepția reactoarelor aflate în construcție în prezent), ceea ce conduce la o răspândire mai mare a CSC (aproximativ 32 % din energia electrică generată).

În toate scenariile, modificările structurale pentru transformarea sistemului energetic sunt semnificative. Reducerea emisiilor de carbon, pe termen lung, ar putea fi mai puțin costisitoare decât politicile actuale, însă cheltuielile gospodăriilor cu energia vor crește, prețurile la electricitate urmând să crească până în 2030 (pentru ca apoi să descrească), în condițiile în care energia electrică va juca un rol tot mai important în mixul energetic european. În timp ce ponderea regenerabilelor va crește substanțial, reducerea emisiilor de carbon nu va putea fi atinsă fără un accent puternic pe economisirea de energie. Se pune, de asemenea, accent pe energia nucleară, pe captarea și stocarea carbonului, pe promovarea sistemelor descentralizate de generare și a alor tehnologii „verzi”.

Rolul esențial în această tranziție către 2050 îl va juca **eficiența energetică**. Este necesară o mai mare atenție îndreptată asupra clădirilor, dar și asupra accesului consumatorilor la tehnologii inteligente pentru a-și reduce consumul. Este nevoie de stimulente pentru modificarea comportamentului, sub formă de taxe, subvenții sau consiliere oferită la fața locului de experți, inclusiv stimulente financiare asigurate prin reflectarea costurilor externe în prețul energiei.

Sursele de energie regenerabile, importante pentru tranziție, trebuie susținute, acordându-se însă o importanță deosebită reducerii costurilor cu energia regenerabilă prin susținerea cercetării, industrializarea lanțului de aprovizionare și eficientizarea politicilor și a sistemelor de sprijin. Este necesară o mai mare convergență a schemelor de sprijin, fiind nevoie în continuare de investiții în dezvoltarea tehnologiilor de stocare.

Gazul natural va continua să joace un rol important în tranziție. Înlocuirea cărbunelui și a produselor petroliere cu gaze, pe termen scurt și mediu, poate contribui la reducerea emisiilor cu ajutorul tehnologiilor existente cel puțin până în 2030 sau 2035. Pe piața gazelor este nevoie de mai multă integrare, de mai multă lichiditate, de surse de aprovizionare mai diversificate și de o capacitate de stocare mai mare pentru ca gazele să-și mențină avantajele competitive pentru generarea de energie electrică.

Cărbunele ar putea să joace în continuare un rol în mixul energetic european la orizontul anului 2050, cu condiția dezvoltării tehnologiilor CSC. De asemenea, probabil că petrolul va rămâne în mixul energetic chiar și în 2050 și va alimenta în principal transportul de călători și de mărfuri pe distanțe mari.

Alte condiții importante pentru trecerea către o economie cu emisii reduse.

➤ Creșterea investițiilor publice și private în cercetare-dezvoltare și în inovare tehnologică, pentru accelerarea comercializării tuturor soluțiilor ce presupun emisii scăzute de carbon.

➤ UE s-a angajat să realizeze o piață complet integrată până în 2014, iar acest lucru trebuie realizat cu prioritate.

➤ Prețurile energiei trebuie să reflecte mai bine costurile, în special costurile noilor investiții necesare în ansamblul sistemului energetic. O atenție deosebită trebuie acordată celor mai vulnerabile grupuri de consumatori; sunt necesare măsuri specifice, la nivel național și local, pentru a evita sărăcia energetică.

➤ Este nevoie să fie conștientizat caracterul urgent și responsabilitatea colectivă pentru dezvoltarea de noi infrastructuri energetice și capacități de stocare pe teritoriul Europei și cu țările vecine.

Pentru orizontul de timp 2030, România trebuie să țină cont de aceste tendințe, Strategia Energetică a țării bazându-se pe eficiență energetică, sisteme mai eficiente de susținere a energiilor regenerabile, stimularea cercetării și dezvoltării, energia nucleară, gazul natural ca un combustibil de tranziție, integrarea deplină în piața internă de energie, precum și susținerea introducerii de noi tehnologii avansate, eficiente economic și cu emisii reduse de carbon.

Concluzii privind angajamentele internaționale ale României

Este necesară o eficiență sporită în armonizarea legislației naționale cu scopul atingerii de către România, ca stat membru, a obiectivelor prevăzute de Directivele UE sau alte angajamente internaționale în domeniul energiei, prin:

- 1) Eficientizarea procesului de coordonare și monitorizare a transpunerii și implementării obligațiilor dreptului comunitar și a altor angajamente internaționale ale României (în domeniul energiei);
- 2) Îmbunătățirea calității și eficienței autorităților competente (ex. departamente, ministere, autorități de reglementare) în procesul de transpunere și redactare în dreptul național a obligațiilor din dreptul UE;
- 3) Îmbunătățirea colaborării și coordonării dintre autoritățile competente și Parlamentul României astfel încât procesul de transpunere să fie unul eficient și corect;
- 4) Implicarea sporită a Parlamentului României în procesul de legiferare la nivel comunitar, în special aspectele privind respectarea principiului subsidiarității și proporționalității proiectelor de acte legislative comunitare.

Totodată, nu numai în momentul transpunerii, ci și în momentul negocierilor care au loc pe marginea propunerilor de regulamente și directive, este nevoie de eficientizarea comunicării dintre ministerele implicate în acest proces, cu scopul furnizării de informație detaliată și în timp util reprezentanților României în respectivele negocieri. Pentru atingerea acestui obiectiv, se impune nu numai o mai bună comunicare interministerială, dar și o mai bună coordonare a acestor eforturi depuse la nivel interministerial, precum și un mecanism mai rapid și eficient de luare a deciziilor.

Oportunitatea principală identificată în vederea atingerii acestor obiective este adoptarea unui sistem standardizat de coordonare și monitorizare a procesului de transpunere a reglementărilor UE și de implementare a obligațiilor specifice asociate acestora și altor angajamente internaționale.

Scopul acestui sistem ar fi asigurarea unui proces eficient, precis și complet structurat în următoarele etape:

I. Transpunerea dreptului comunitar

- Identificarea modului de transpunere în legislația națională (ex. Lege, HG);
- Definierea rolului și atribuțiilor fiecărei părți implicate (ex. departament, minister de resort) și desemnarea entității coordonatoare în proces;
- Definierea clară a etapelor procesului și a termenelor de realizare aferente;
- Monitorizarea respectării etapelor, termenelor stabilite și a gradului de realizare a fiecărei etape, cu identificarea potențialelor întârzieri și dificultăți în implementare.

II. Implementarea obligațiilor și angajamentelor specifice

- Identificarea modului de implementare a obligațiilor specifice/ angajamentelor;
- Definierea rolului și atribuțiilor fiecărei părți implicate (ex. departament, minister de resort, autoritate competentă), inclusiv în relația cu MAE și desemnarea entității coordonatoare în proces;
- Definierea clară a etapelor, termenelor și procedurilor aferente proiectelor pilot
- Monitorizarea permanentă a respectării etapelor, termenelor și procedurilor aferente proiectelor pilot, cu identificarea potențialelor situații de nerespectare a obligațiilor sau angajamentelor (*infringement*).

III. Proceduri infringement

- Desemnarea părților implicate (ex. departament, minister de resort, autoritate competentă) și rolul acestora în soluționarea fiecărei cauze de infringement și în relație cu MAE;
 - Definierea clară a etapelor, termenelor și procedurilor aferente soluționării fiecărei cauze de infringement.
- Monitorizarea permanentă a procesului de soluționare a fiecărei cauze de infringement, inclusiv păstrarea centralizată și cronologică a corespondenței cu autoritățile competente (ex. MAE, CE), inclusiv prin punerea la dispoziția decidenților a unui sistem de avertizare timpurie cu privire la traiectoriile pe care se găsește România cu privire la fiecare din angajamente (off-track/ on-track).

Raportul de țară elaborat de specialiști români și analizat de experți CNCAN a fost evaluat și de către experții Comisiei Europene în cooperare cu reprezentanți ai autorităților de reglementare din alte state membre UE, făcând subiectul unei misiuni de evaluare inter-pares („peer-review”), organizată de Comisia Europeană. Raportul misiunii de evaluare a relevat necesitatea implementării unor acțiuni (modificări de proiect sau îmbunătățiri de proceduri de exploatare), în parte finalizate deja, unele aflate în curs de implementare la Unitățile 1 și 2 ale

CNE Cernavodă, urmând a fi finalizate, în conformitate cu graficul agreat de CNCAN și inclus în raportul național privind testele de stres.

Combustibilul nuclear necesar funcționării celor două unități în exploatare de la CNE Cernavodă este produs la Fabrica de Combustibil Nuclear - Pitești, sucursala a SNN. SNN este un partener activ în relațiile de cooperare internațională cu organizațiile și instituțiile specializate precum Asociația Mondială a Operatorilor Nucleari (WANO) – Atlanta Center, Grupul Deținătorilor de Centrale CANDU (COG) și Institutul pentru Cercetări în Domeniul Electric (EPRI), beneficiind de un schimb continuu de experiență în domeniu. SNN participă în parteneriat cu AECL, astăzi Candu Energy Inc, (autoritatea de proiect a centralei CANDU) și alți deținători de centrale nucleare de tip CANDU, la promovarea și susținerea activităților de cercetare-dezvoltare întreprinse de COG în domenii de interes pentru îmbunătățirea funcționării unităților nucleare electrice, precum securitatea nucleară, securitatea radiologică, managementul deșeurilor radioactive.

Îmbunătățirea performanțelor tehnico-economice actuale ale Unităților 1 și 2 de la CNE Cernavodă pentru funcționarea în condiții de securitate nucleară conforme cu cerințele actuale și la costuri competitive are loc prin:

- îmbunătățirea continuă a securității nucleare;
- implementarea planului de acțiune stabilit de CNCAN în urma testelor de stres post-Fukushima (costul măsurilor identificate este estimat la circa 50 milioane EUR și se finanțează din surse proprii aparținând SNN);
- pe întreg parcursul operării celor două unități nucleare se au în vedere o serie de măsuri precum: optimizarea costurilor de operare și mentenanță, îmbunătățirea continuă a performanțelor profesionale etc;

SNN a dezvoltat un parteneriat eficient în cadrul programelor de cooperare IAEA, în schimbul de experiență cu alte centrale în operare, specialiști și misiuni speciale de experți sau colaborarea activă a specialiștilor în realizarea de lucrări cu organizațiile profesionale internaționale și din Europa precum World Energy Council (WEC) sau Forumul Atomic European (FORATOM)

Gestionarea deșeurilor radioactive rezultate din exploatarea Unităților 1 și 2 se realizează cu respectarea standardelor internaționale, deșeurile fiind depozitate intermediar pe amplasament, în condiții de securitate maximă. Combustibilul ars este stocat în DICA (Depozitul Intermediar pentru Combustibil Ars), realizat potrivit unui concept cu mai multe module de depozitare, primul modul fiind pus în funcțiune încă din anul 2003.

În exploatarea curentă, SNN beneficiază, în cadrul unor relații contractuale, de serviciile industriei orizontale românești, respectiv inginerie, proiectare, furnizare de echipamente și piese de schimb, precum și de activități de întreținere și construcții-montaj.

Mențiuni

Acest document a fost elaborat de către Departamentul pentru Energie cu participarea și consultarea următorilor specialiști din diverse domenii:

Victor Athanasovici

Valeriu Binig

Mihnea Constantinescu

Teodor Chirică

Bogdan Chirițoiu

Dumitru Chisăliță

Mihnea Crăciun

Radu Dudău

Ștefan Alexandru Frangulea

Corina Andreea Ifrose Murafa

Valentin Ionescu

Victor Ionescu

Vasile Iuga

Valeriu Ivan

Virgil Ivan

Aristotel Marius Jude

Aureliu Leca

Octavian Lohan

Virgil Mușatescu

Alexandru Pătruți

Răzvan Purdilă

Răsvan Radu

Mirela Săndulescu

Bogdan Văduva

Datele, opiniile și analizele efectuate, cuprinse în cadrul acestui document sunt asumate de către Departamentul pentru Energie, persoanele menționate mai sus neavând niciun fel de răspundere în raport cu acestea.

Abrevieri

ANRE	Agenția Națională de Reglementare în domeniul Energiei
ANRM	Agenția Națională pentru Resurse Minerale
ANRSC	Autoritatea Națională de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilități Publice
BRUA	gazoductul Bulgaria-Romania-Ungaria-Austria
CCGT	turbină cu ciclu combinat pe bază de gaz natural
CSC	procesul de captare, transport și stocare geologică a emisiilor de CO ₂
CE	Comisia Europeană
CEH	Complexului Energetic Hunedoara
CEO	Complexului Energetic Oltenia
CNU	Compania Națională a Uraniului
DEN	Dispecerul Energetic Național
ELCEN	Electrocentrale București
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity, Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energie Electrică
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas, Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Gaz Natural
ESCO	Energy Services Company, companie de servicii energetice
ETS	Emission Trading System, sistemul de tranzacționare a emisiilor de gaze cu efect de seră în UE
GEM-E3	model macroeconomic și sectorial pentru țările din Europa și economia globală;
GES	gaze cu efect de seră
GNC	gaz natural comprimat
GNL	gaz natural lichefiat
GPL	gaz petrolier lichefiat
HHI	indicele Herfindahl-Hirschmann
IEA	Agenția Internațională pentru Energie
mil t	milioane tone
mld m ³	miliarde metri cubi
mtep	milioane tone echivalent petrol
OCDE	Organizația pentru Cooperare și Dezvoltare Economică
OPEC	Organizația Țărilor Exportatoare de Petrol
PCI	„Proiecte de Interes Comun”, propuse spre finanțare prin programul <i>Connecting Europe Facility</i>
PRIMES	Price-Induced Market Equilibrium System, suita de modele utilizate în modelarea cantitativă
RADET	Regia Autonomă de Distribuție a Energiei Termice din București
RET	rețea electrică de transport
SACET	sistem de alimentare centralizată cu energie termică
SEN	sistemul electroenergetic național
SNT	sistem național de transport (pentru gaz natural, respectiv pentru țiței)
SRE	surse regenerabile de energie
STS	servicii tehnologice de sistem
UE	Uniunea Europeană
WACC	Weighted Average Cost of Capital, costul mediu ponderat al capitalului (costul capitalului)
OTS	operatorul de transport și de sistem pentru energie electrică
tep	tone echivalent petrol, unitate de măsură a energiei. 1 tep = 11,628 MWh
TWh	terawatt-oră, echivalentul unui miliard de kilowați-oră (kWh), unitate de măsură a energiei. Sunt utilizați și alți multipli ai kWh, respectiv MWh (o mie de kWh) și GWh (un milion de kWh)

BIBLIOGRAFIE - SURSE

1. Ministerul Energiei- Partea I - Analiza standardului actual
Partea II – Angajamentele naționale și internaționale , febr.2016
2. Raportul mediului pentru strategia energetică a României 2019-2030 cu perspectiva anului 2050 ,Prestator KVB Consulting & Engineering SRL, Martie 2019
3. Strategia energetică a României 2019-2030, cu perspectiva anului 2050
4. Strategia Națională pentru DEZVOLTAREA DURABILĂ a României 2030, Bucuresti , Paideia, 2018