

MINISTERUL ENERGIEI

**Strategia energetică a României 2018-2030,
cu perspectiva anului 2050**

Cuprins

INTRODUCERE.....	3
I. VIZIUNEA STRATEGIEI ENERGETICE	6
II. OBIECTIVELE STRATEGICE FUNDAMENTALE	7
II.1. Creșterea aportului energetic al României pe piețele regionale și europene prin valorificarea resurselor energetice primare naționale	7
II.2. România, furnizor regional de securitate energetică	7
II.3. Piețe de energie competitive, baza unei economii competitive	7
II.4. Energie curată și eficiență energetică	7
II.5. Modernizarea sistemului de guvernare energetică	7
II.6. Asigurarea accesului la energie electrică și termică pentru toți consumatorii	8
II.7. Protecția consumatorului vulnerabil și reducerea sărăciei energetice	8
III. PROGRAMUL DE INVESTIȚII STRATEGICE DE INTERES NAȚIONAL	9
III.1. Finalizarea grupurilor 3 și 4 la CNE Cernavodă	9
III.2. Realizarea unui grup energetic nou, de 600 MW la Rovinari	9
III.3. Realizarea Centralei Hidroenergetice cu Acumulare prin Pompaj Tarnița-Lăpușești	10
IV. CONTEXTUL ACTUAL	11
IV.1. Contextul global	11
IV.2. Contextul european – Uniunea Energetică	12
IV.3. Contextul regional: Europa Centrală și de Est și Bazinul Mării Negre	14
IV.3.1. Interconectarea rețelelor de transport al energiei	14
IV.3.2. Geopolitica regională	16
IV.4. Sistemul energetic național: starea actuală	16
IV.4.1. Resursele energetice primare	16
IV.4.2. Rafinarea și produsele petroliere	20
IV.4.3. Piața Internă de gaze naturale, transportul, în magazinarea și distribuția	20
IV.4.4. Energie electrică	22
IV.4.5. Eficiență energetică, energie termică și cogenerare	23
IV.4.6. Energie termică și cogenerare	24
V. MĂSURI ȘI ACȚIUNI PENTRU ATINGEREA OBIECTIVELOR STRATEGICE	26
VI. EVOLUȚIA SECTORILOR ENERGETICE NAȚIONALE PÂNĂ ÎN ANUL 2030	30
VI.1. Consumul de energie	30
VI.1.1. Cererea de energie pe sectoare de activitate	30
VI.1.2. Mixul energiei primare	30
VI.1.3. Consumul de energie finală	31
VI.2. Resurse energetice primare: producție internă și importuri	32
VI.2.1. Țiței	32
VI.2.2. Gaze naturale	33
VI.2.3. Cărbune	33

VI.2.4.	Hidroenergie	33
VI.2.5.	Energie eoliană și solară.....	35
VI.2.6.	Biomasă și deșeurile cu destinație energetică	36
VI.2.7.	Deșeurile cu destinație energetică	37
VI.2.8.	Energia geotermală.....	37
VI.2.9.	Importuri nete de resurse energetice.....	37
VI.3.	Energie electrică	38
VI.3.1.	Prețul energiei electrice	38
VI.3.2.	Capacitatea instalată și producția de energie electrică.....	39
VI.3.3.	Importul și exportul de energie electrică.....	42
VI.3.4.	Concluzii cu privire la mixul optim al energiei electrice în anul 2030.....	42
VI.4.	Încălzirea și răcirea	44
VI.4.1.	Încălzirea prin sistem de alimentare centralizată cu energie termică.....	44
VI.4.2.	Încălzirea distribuită cu gaze naturale.....	44
VI.4.3.	Încălzirea cu lemni de foc.....	45
VI.4.4.	Încălzirea cu energie electrică și din surse alternative de energie.....	46
VI.4.5.	Încălzirea în sectorul serviciilor și instituțiilor publice.....	46
VI.5.	Mobilitatea. Componenta energetică în sectorul transporturilor.....	46
VI.6.	Eficiența energetică	48
VI.6.1.	Evoluția intensității energetice	48
VI.6.2.	Eficiența energetică a clădirilor.....	49
VI.6.3.	Randamentul centralelor termoelectrice și consumul propriu tehnologic.....	49
VI.6.4.	Eficiența energetică în industrie	50
VI.6.5.	Investiții în sectorul energetic.....	50
VI.6.6.	Investiții în sectorul petroler.....	50
VI.6.7.	Investiții în sectorul energiei electrice	51
VI.6.8.	Investiții în sectorul energiei termice.....	52
VI.6.9.	Asigurarea resurselor financiare pentru derularea programelor de investiții.....	52
VII.	PERSPECTIVE ALÉ SECTORULUI ENERGETIC ROMÂNESC ÎNTRE 2030 ȘI 2050	53
	ACTUALIZAREA PERIODICĂ A STRATEGIEI ENERGETICE	58
	Abrevieri.....	59

INTRODUCERE

Dezvoltarea și creșterea competitivității economiei României, creșterea calității vieții și grija pentru mediul înconjurător sunt indisolubil legate de dezvoltarea și modernizarea sistemului energetic.

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. Aceste resurse trebuie valorificate pentru a trece dintr-o paradigmă a așteptării, într-una proactivă și curajoasă de dezvoltare, respectând, desigur, principiul durabilității.

„Strategia Energetică a României 2018-2030, cu perspectiva anului 2050” este un document programatic care definește viziunea și stabilește obiectivele fundamentale ale procesului de dezvoltare a sectorului energetic. De asemenea, documentul indică reperele naționale, europene și globale care influențează și determină politicile și deciziile din domeniul energetic.

Viziunea Strategiei Energetice a României (Cap. I) este de creștere a sectorului energetic în condiții de sustenabilitate. Dezvoltarea sectorului energetic este parte a procesului de dezvoltare a României. Creșterea sistemului energetic înseamnă: construirea de noi capacități; re tehnologizarea și modernizarea capacităților de producție, transport și distribuție de energie; încurajarea creșterii consumului intern în condiții de eficiență energetică; export. Sistemul energetic național va fi astfel mai puternic, mai sigur și mai stabil.

Strategia Energetică are șapte obiective strategice fundamentale (Cap. II) care structurează întregul demers de analiză și planificare pentru perioada 2018-2030 și orizontul de timp al anului 2050. Realizarea obiectivelor presupune o abordare echilibrată a dezvoltării sectorului energetic național atât din perspectiva reglementărilor naționale și europene, cât și din cea a cheltuielilor de investiții.

Obiectivele Strategiei Energetice sunt:

1. Creșterea aportului energetic al României pe piețele regionale și europene prin valorificarea resurselor energetice primare naționale;
2. Piața de energie competitivă, baza unei economii competitive;

3. România, furnizor regional de securitate energetică;
4. Energie curată și eficiență energetică;
5. Modernizarea sistemului de guvernare energetică;
6. Asigurarea accesului la energia electrică și termică pentru toți consumatorii;
7. Protecția consumatorului vulnerabil și reducerea sărăciei energetice.

Obiectivele strategice vor fi îndeplinite în mod simultan printr-un set de obiective operaționale ce au subsumate o serie de acțiuni prioritare concrete. (Cap. V)

Conform viziunii și celor șapte obiective fundamentale ale Strategiei Energetice, dezvoltarea sectorului energetic este direct proporțională cu realizarea unor proiecte de investiții strategice de interes național (Cap. III).

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, sunt considerate investiții strategice de interes național următoarele obiective:

1. Finalizarea Grupurilor 3 și 4 de la CNE Cernavodă;
2. Realizarea Hidrocentralei cu Acumulare prin Pompa) de la Tarnița-Lăpușești;
3. Realizarea Grupului de 600 MW de la Rovinari.

Realizarea obiectivelor strategice presupune o riguroasă ancorare în realitatea sectorului energetic, cu o bună înțelegere a contextului internațional și a tendințelor de ordin tehnologic, economic și geopolitic (Cap. IV).

În Strategia Energetică, un loc important este destinat analizei contextului european și politicilor de creștere a Uniunii Energetice (Cap. IV.2). Strategia orientează și fundamentează poziționarea României în raport cu propunerile de reformă a pieței europene de energie și prezintă, prin obiectivele operaționale și acțiunile prioritare, opțiunile strategice de intervenție a statului român în sectorul energetic.

În același timp, din perspectiva politicilor energetice regionale, Strategia reiterează importanța interconectărilor în construcție din Europa Centrală și de Est. Acestea contribuie la dezvoltarea piețelor de energie și a mecanismelor regionale de securitate energetică care vor funcționa după regulile comune ale UE (Cap. IV.3.1). La acest capitol, trebuie menționat faptul că 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. De asemenea, este important de subliniat faptul că, în acest context, România se poate evidenția ca furnizor regional de securitate energetică (Cap. IV.3.2).

Definirea viziunii și a obiectivelor fundamentale, precum și stabilirea investițiilor strategice de interes național au luat în considerare resursele energetice ale țării, precum și faptul că România are un mix energetic echilibrat și diversificat (Cap. IV.4).

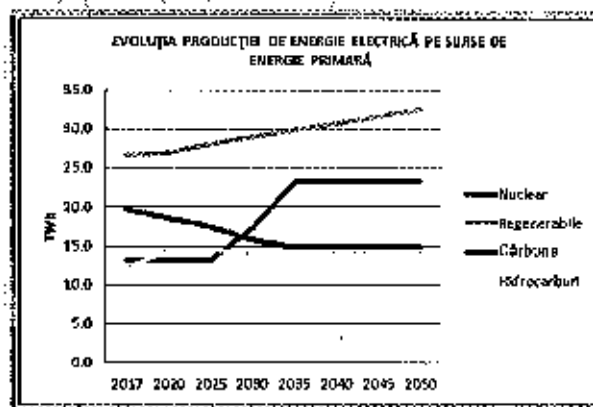
RESURSE PURTATOARE DE ENERGIE PRIMARA	RESURSE		REZERVE		PRODUCTIE ANUALA ESTIMATA		PERIOADA DE ASIGURARE CU RESURSE SI REZERVE	
	Millioane Tonn ¹⁾	Millioane Tep	Millioane Tonn ¹⁾	Millioane Tep	Millioane Tonn ²⁾	Millioane Tep	RESURSE ANI	REZERVE ANI
	LIGNIT	690	124	290	52	25	4,5	28
HUILA	232	85	83	30	0,8	0,3	290	104
BITEI	229,2		52,6		3,4		67,4	15,5
GAZE NATURALE	726,8		153		20,5		69,2	14,6
URANIU ³⁾								

¹⁾ exclusiv gaze naturale exprimate în miliarde m³
²⁾ date cu regim special disponibile în anexa clasificată

Strategia Energetică stabilește faptul că România își va menține poziția de producător de energie în regulă și va avea un rol activ și important în gestionarea situațiilor de stres la nivel regional.

În anul 2016, a fost realizat un studiu complex de modelare macroeconomică, cu simularea și compararea a numeroase scenarii de dezvoltare. Pentru anul 2030 (Cap. VI), rezultatele modelării în Scenariul Optim ales (coroborând datele anului 2017, obiectivele Strategiei

Energetice și obiectivele de investiții strategice) arată o creștere a producției de energie din surse nucleare de la 17,4 TWh în 2030, la 23,2 TWh în 2035. O creștere la 29 TWh va fi înregistrată pe total surse regenerabile, reprezentând o pondere de 37,6% din totalul surselor de energie primară care vor alcătui mixul energetic în anul 2030. Energia produsă din cărbune va înregistra 15,8 TWh și va avea o pondere de 20,6%. O creștere de 1,9% va înregistra producția de energie electrică din hidrocarburi, oca. 14,5 TWh.



Strategia analizează și perspectiva sistemului energetic național pentru anul 2050 (Cap. VII). Proiecțiile anului 2050, chiar dacă au un grad mai mare de incertitudine,

sunt relevante din punct de vedere al viziunii și obiectivelor fundamentale ale dezvoltării sistemului energetic asumate prin Strategie.

I. VIZIUNEA STRATEGIEI ENERGETICE

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 exploatarea de resurse energetice primare: exploatarea miniere, câmpuri de extracție, amenajări hidroenergetice.

Infrastructura de transport a energiei a fost dezvoltată conform aceluși principiu. Linile 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 la

dezideratul 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 ale 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.

Creșterea înseamnă: construirea de noi capacități de producție bazate pe tehnologii de vârf nepoluante; rețehnologizarea 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.

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

II. OBIECTIVELE STRATEGICE FUNDAMENTALE

Strategia Energetică are șapte obiective strategice fundamentale care structurează întregul demers de analiză și planificare pentru perioada 2018-2030 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.

II.1. 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.

Acest obiectiv va fi atins printr-un program de dezvoltare a obiectivelor strategice de interes național.

II.2. 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.

II.3. 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.

II.4. Energie curată și eficiență energetică

În evoluția sectorului energetic, România va urma cele mai bune practici de protecție a mediului, cu respectarea ținutelor 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.

II.5. Modernizarea sistemului de guvernare energetică

Statul deține un dublu rol în sectorul energetic: pe de-o parte, este legiutor, 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.

II.6. 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.

II.7. 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.

III. PROGRAMUL DE INVESTIȚII STRATEGICE DE INTERES NAȚIONAL

Conform viziunii și a celor șapte 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.

III.1. 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 țintelor 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:

- o creșterea capacității de producție a SEN cu efecte pozitive asupra securității energetice prin asigurarea aportului energetic al României pe piețele regionale;
- o instalarea unor grupuri noi cu eficiență și fiabilitate ridicată, fapt ce va ridica Indicatorii globali de eficiență și fiabilitate al sistemului de producție;
- o surplusul de putere și energie în sistem va permite retragerea temporară din operare a altor capacități pentru modernizări și retehnologizări sau închiderea acelor capacități la care acestea nu se justifică;
- o tranziția către un sector energetic cu emisii reduse de gaze cu efect de seră;
- o păstrarea capacităților de producție pe teritoriul național a activităților rentabile din sfera exploatarea rezervelor de uraniu, a celor de procesare și producere a combustibilului nuclear, având implicații pozitive și asupra gestionării problemelor sociale din domeniul mineritului energetic;
- o recuperarea investițiilor realizate în construcțiile aferente Grupurilor 3 și 4 de la CNE Cernavodă;
- o valorificarea rezervei de apă gheață constituită în anii precedenți pentru operarea CNE Cernavodă cu 4 grupuri operaționale.

III.2. 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 hule 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.

Oura 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.

Construcția unui grup energetic nou de 600 MW în zona Rovinari, estimat a fi pus în funcțiune la începutul anului 2021, utilizând drept combustibil de bază lignitul furnizat din căminele aflate în imediata vecinătate a obiectivului de investiții se va realiza prin înființarea unei societăți comerciale cu capital mixt de tip IPP; partea română va contribui cu bunuri în natură, iar investitorul strategic străin va contribui cu aport în numerar. Valoarea investiției este de cca. 900 milioane euro.

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 termoelectric 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 necesare în procesul de implementare și apoi în procesul de exploatare a noulor centrale de 600 MW;
- crearea de locuri de muncă pe perioada implementării proiectului (cca 4.000 de persoane din care 3.700 direct în producție, pe șantier și 300 implicați în servicii - masă, cazare, transport, etc.);
- creșterea eficienței și competitivității furnizorilor locali de materiale folosite în procesele de curățare a gazelor de ardere (calcar, var nestins, uree);
- dezvoltarea durabilă a economiei românești, prin creșterea eficienței în valorificarea resurselor de lignit.

III.3. Realizarea Centralei Hidroenergetice cu Acumulare prin Pompaj Tarnița-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, o centrală de mare capacitate cu acumulare prin pompaj va contribui la 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 necesară 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.

IV. CONTEXTUL ACTUAL

IV.1. Contextul global

Plețele 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 plețele Internaționale, precum și față de reazășările geopolitice care influențază 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 plețele europene, influențate de politicile ambițioase de eficiență energetică, a avut loc o ușoară scădere a cererii de energie, concomitent cu o diversificare a ofertei.

Tehnologia extracției hidrocarburilor „de șist” a dus la o răsturnare a ierarhiei mondiale a producătorilor de țigete 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, în general, digitalizarea în toate segmentele lanțului valoric constituie provocări la adresa paradigmei convenționale de producție, transport și consum al energiei.

Planificatorul 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 regullor de funcționare a plețelor 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 al decarbonării; creșterea capacității guvernelor de a implementa procesul de tranziție energetică.

Transformări economice

Evoluția prețului petrolului influențază 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 lichifiat (GNL); până în 2020, se va dezvolta substanțial capacitatea terminalurilor de lichifiere, 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 plețele 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 înlocuirii acestor capacități. Presiunea de a limita schimbările climatice va încuraja toate formele de energie fără emisii de GES.

IV.2. 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 regulamentului cu privire la regulile de funcționare a pieței, a regulamentului privind Agenția pentru Cooperarea la nivel european a autorităților de Reglementare în domeniul Energiei (ACER), precum și a regulamentului cu privire la gestiunea riscurilor în sectorul energiei electrice;
- o un nou regulament cu privire la Governanța 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:

- o construirea unei piețe interne a energiei complet integrate;
- o diversificarea surselor externe de aprovizionare și a infrastructurii conexie;
- o moderarea cererii de energie și creșterea producției de energie în UE;
- o consolidarea mecanismelor de creștere a nivelului de securitate, solidaritate, încredere între state, precum și protejarea infrastructurii strategice/critice;
- o 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 piețelor 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.

Efficiența 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 noulor 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 principiile 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 de acțiune 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 2016a) 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 dispeschere 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 gestionare 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 intraznăice, în plan european.

Governanța 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 guvernarea Uniunii Energetice (CE 2016f) are în vedere crearea unui cadru coerent, simplificat și integrat de reglementare și dialog între CE și părțile interesate.

Principala instrument introdus prin acest regulament urmează să fie Planul Național Integrat pentru Energie și Climă (PNIESC), care înlocuiește numeroase obligații, unele redundante, de raportare la nivel național – sunt integrate 31 de obligații de raportare și suprimate 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.

IV.3. Contextul regional: Europa Centrală și de Est și Bazinul Mării Negre

IV.3.1. 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.

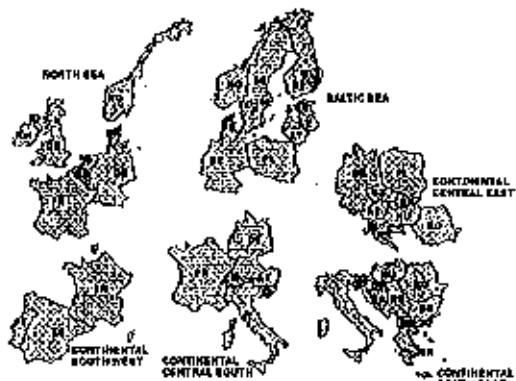


Fig. 1 – Regiunile ENTSO-E (sursa: ENTSO-E)

Regulamentul (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului privind liniile directoare 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 138 „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/ Oceanul Atlantic, la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, condiție obligatorie pentru realizarea obiectivelor politicii în domeniul energiei și alimeii.

De asemenea, prin intermediul implementării acestui proiect se va realiza consolidarea integrării pieței regionale și europene de energie, lucru care va permite creșterea schimbărilor 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 echilibrat) între stațiile existente Smârdan și Gutinaș;
- Extinderea stației 220/110 kV Stâlpu prin construirea stației 400/110 kV.

Proiectul 144 „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 rețelilor 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.

Trebule 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.

IV.3.2. Geopolitica regională

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 zăcăminte.

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.

IV.4. Sistemul energetic național: starea actuală

IV.4.1. 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 mil tep din producție internă și 12.987,9 mil tep din import, având următoarea structură:

- o cărbune: 5.164,7 mii tep (4.654,6 producție internă și 510,1 import) – 15% din mix;
- o țiței: 11.175,9 mil tep (3.421,7 producție internă și 7.754,2 import) – 32,6% din mix;
- o gaze naturale: 9.282,1 mii tep (8.337,7 producție internă și 944,4 import) – 27% din mix;
- o energii hidroelectrice, energii 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;
- o produse petroliere din import: 2.985,8 mil tep – 8,7% din mix.

*Sursa Institutul Național de Statistică

Țiței și gaze naturale

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

- o OMV Petrom operează mai mult de 200 de zăcăminte comerciale de țiței și gaze naturale în România, peste 7.000 de sonde active și mai mult de 700 de facilități. Acestea includ instalații de procesare a țițeiului și gazelor, depozite, puncte de colectare și stații de compresoare localizate în cele nouă zone de producție. În Marea Neagră, OMV Petrom operează pe șapte platforme fixe, localizate la aproximativ 70 km de țărm și în ape cu adâncimea până la 60 m;
- o 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

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.

Gaze naturale

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. Infrastructura 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 și termică - cca. 35,4 TWh (27,27%), industria chimică - cca. 12,9 TWh (9,93%), sectorul comercial - cca. 8,5 TWh (6,59%).

Cărbune

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 bunului 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 perimetre 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 puși în valoare alte zăcămintă 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 huiă din România cunoscute sunt de 232 mil. tone (85 mil. tep) din care exploatabile în perimetre 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 huiă este de 104 ani dar exploatarea acestei resurse energetice primare este condiționată de fezabilitatea economică a exploatărilor.

Puterea calorifică medie a huii exploatate în România este de 3.650 kcal/kg.

Situația resurselor naționale de energie primară (sursa: ANRM)

RESURSE PURTĂTOARE DE ENERGIE PRIMARĂ	RESURSE		REZERVE		PRODUCȚIE ANUALĂ ESTIMATĂ		PERIOADA DE ASIGURARE CU RESURSE ȘI REZERVE	
	Milioane Tone ¹⁾	Milioane Tep	Milioane Tone ¹⁾	Milioane Tep	Milioane Tone ¹⁾	Milioane Tep	RESURSE	REZERVE
							ANI	ANI
LIGNIT	690	124	290	52	25	4,5	28	12
HUIA	232	85	83	30	0,8	0,3	290	104
ȚIȚEI	229,2		52,6		3,4		67,4	15,5
GAZE NATURALE	726,8		153		10,5		69,2	14,6
URANIU ²⁾								

¹⁾ exclusiv gaze naturale exprimate în miliarde m³
²⁾ date cu regim special disponibile în anexa clasificată

Uranu

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 Uranului 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.

Sursele regenerabile de energie

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 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.

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

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 definitive, 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 vîiturilor și tranzitarea lor în siguranță la nivelul albilor. 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 debitul 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 altitudinile 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 arilor 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 depresiunare, 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 aceluși 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 biomaselor 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 biomaselor cu destinație energetică produsă în România este lemnul de foc, ars în sobe cu eficiență redusă. Consumul de lemn de foc utilizat în gospodăria 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.

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 arii 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 Tândărele. 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 perioadele 2014-2016, consemnează că din tot acest potențial sunt valorificate anual sub forma de agent termic sau apă caldă între 155 mil și 200 mil Gcal.

Mare parte dintre puțurile prin care se realizează valorificarea 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.

IV.4.2. Rafinarea și produsele petroliere

România are o capacitate de prelucrare a șteiului mai mare decât cererea internă de produse petroliere. Rafinările românești, care achiziționează producția națională de ștei și importă circa două treimi din necesar, au în prezent o capacitate operațională de 12 mil t/an. În ultimii ani a avut loc o scădere a activității indigene de rafinare, atât pe fondul prețului relativ ridicat al energiei în UE față de țările competitori non-UE, cât și al costurilor generate de reglementările europene privind reducerea emisiilor de CO₂ și de noxe.

Sectorul de rafinare din România este format din patru rafinării operaționale: Petrobrazi (deținută de OMV Petrom), Petromidia și Vega (deținute de Rompetrol), Petrotei (deținută de Lukoil) care au o capacitate operațională totală de aproximativ 12 mil tone pe an.

În anul 2017, rafinările din România au prelucrat 11,2 mil. tone ștei și aditivi (livrările brute interne observate au fost 11,17 mil. tone de ștei și aditiv, din care 3,52 mil. tone din producția internă), rezultând 5,47 mil. tone motorină; 1,55 mil. tone benzină și kerosen; 0,56 mil. tone cocs de petrol; 0,7 mil. tone GPL; 0,38 mil. tone păcură; 0,2 mil. tone nafta; 0,5 mil. tone gaze de rafinare și 0,81 mil. tone de alte produse de rafinare. Consumul total de produse petroliere a fost de 9,45 mil tone.

În anul 2017 importul net de ștei a fost de 7,75 mil. tone, în principal din Kazahstan și Federația Rusă, dar și din Azerbaidjan, Irak, Libia și Turkmenistan, iar importurile de produse petroliere au fost de cca 2,98 mil tone. România este un exportator de produse petroliere – conform datelor statistice, în anul 2017 România a exportat combustibilii petrolieri și lubrifianți în valoare de 2.285,3 milioane euro (din care 943,4 milioane euro carburanți pentru motoare). (Sursa: INS)

Cererea de produse petroliere depinde în special de evoluția sectorului transporturilor. În ultimul deceniu, ca urmare a reglementărilor tot mai stricte, tehnologia a evoluat către motoare cu ardere internă de eficiență crescută. În paralel, la nivel mondial are loc diversificarea modului de propulsie a autovehiculelor, prin utilizarea biocarburanților, a gazelor naturale și biogazului, dar și a energiei electrice și, marginal, a hidrogenului.

IV.4.3. Piața internă de gaze naturale, transportul, înmagazinarea și distribuția

Piața internă de gaze naturale

Piața de gaze naturale este compusă din piața reglementată și piața concurențială, iar tranzacțiile cu gaze naturale se fac angro sau cu amănuntul.

Piața gazelor naturale cuprinde în ceea ce privește furnizarea gazelor naturale:

- o furnizarea gazelor naturale către clienții casnici – furnizare pe piața reglementată – până la data de 30 iunie 2021 (conform Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare);
- o furnizarea gazelor naturale către clienții non-casnici – furnizare care a fost complet liberalizată începând cu data de 1 Ianuarie 2015.

Transportul, înmagazinarea, distribuția și piața gazelor naturale

Sistemul Național de Transport (SNT) a fost conceput ca un sistem radial-inelar interconectat, fiind dezvoltat în jurul și având drept puncte de plecare marile zăcăminte de gaze naturale din Bazinul Transilvaniei (centrul țării), Oltenia și ulterior Muntenia de Est (sudul țării). Drept destinație au fost marii consumatori din zona Ploiești – București, Moldova, Oltenia, precum și pe cei din zona centrală (Transilvania) și de nord a țării.

Ulterior, fluxurile de gaze naturale au suferit modificări importante din cauza declinului surselor din Bazinul Transilvaniei, Moldova, Oltenia și apariției altor surse (import, OMV-Petrom, concesiuni realizate de terți etc.), în condițiile în care infrastructura de transport gaze naturale a rămas aceeași.

Sistemul Național de Transport este reprezentat de ansamblul de conducte magistrale, precum și de instalațiile, echipamentele și dotările aferente acestora, utilizate la presiuni cuprinse între 6 bar și 40 bar, cu excepția transportului internațional (63 bar) prin care se asigură preluarea gazelor naturale extrase din perimetrele de producție sau a celor provenite din import și transportul acestora.

Capacitatea tehnică totală a punctelor de intrare/ieșire în/din SNT este de 149.034 mil mc/zi (54,39 mld mc/an) la intrare și de 243.225 mil mc/zi (88,77 mld mc/an) la ieșire.

Capacitatea tehnică totală a punctelor de interconectare amplasate pe conductele de transport internațional este de cca 70.000 mii mc/zi (25,55 mld mc/an), atât la intrare cât și la ieșirea din țară.

Activitatea de transport gaze naturale este desfășurată de compania Transgaz - operatorul de transport și sistem.

Transportul gazelor naturale este asigurat prin cel peste 13.300 km de conducte și recorduri de alimentare gaz cu diametre cuprinse între 50 mm și 1.200 mm, la presiuni nominale de 40 bar.

Activitatea de transport internațional gaze naturale este desfășurată de Transgaz în baza licenței de operare a sistemului de transport gaze. În prezent, activitatea de transport internațional gaze naturale se desfășoară în zona de Sud-Est a țării (Dobrogea) unde sectorul românesc de conducte existent între localitățile Isaccea și Negru Vodă, se include în culoarul balcanic de transport internațional gaze naturale din Federația Rusă spre Bulgaria, Turcia, Grecia și Macedonia.

SNT este conectat cu statele vecine, respectiv cu Ucraina, Ungaria, Moldova și Bulgaria, prin intermediul a cinci puncte de interconectare transfrontaliere.

Înmagazinarea gazelor naturale

Înmagazinarea subterană a gazelor naturale are un rol major în asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale, facilitând echilibrarea balanței consum - producție internă - import de gaze naturale, prin acoperirea vârfurilor de consum cauzate în principal de variațiile de temperatură, precum și menținerea caracteristicilor de funcționare optimă a sistemului național de transport gaze naturale în sezonul rece.

Activitatea de înmagazinare subterană a gazelor naturale este o activitate tarifată și reglementată și poate fi desfășurată numai de operatori licențiați de către ANRE în acest scop.

Capacitatea totală de înmagazinare a României este, în prezent, de cca. 4,5 miliarde mc/ciclu, din care capacitatea utilă este de 3,1 mld. mc/ciclu (exclusiv în zăcăminte depletate); sunt operate șapte depozite de înmagazinare, din care șase de către Romgaz, având capacitatea utilă de 2,8 mld. mc, iar unul, cu o capacitate totală de 0,3 mld. mc, este operat de Engie.

Pentru asigurarea siguranței în aprovizionare, legislația națională actuală reglementează nivelul stocului minim de gaze naturale care trebuie constituit de către fiecare furnizor și pentru fiecare segment de piață.

Înmagazinările subterane sunt utilizate cu predilecție pentru:

- o acoperirea vârfurilor de consum și regimului fluctuant al cererii;
- o redresarea operativă a parametrilor funcționali ai sistemului de transport (presiuni, debite);
- o controlul livrărilor în situații extreme (opriri surse, accidente, etc.).

Datorită schimbărilor apărute pe piața europeană a gazelor naturale, a liberalizării pieței gazelor naturale, înmagazinarea subterană a gazelor naturale va dobândi noi valențe. În noul context, depozitele de înmagazinare vor putea fi utilizate inclusiv pentru optimizarea prețului gazelor naturale.

Comisia Europeană a adoptat, în luna noiembrie 2017 cea de-a treia listă de proiecte-cheie de infrastructură energetică, care vor contribui la realizarea obiectivelor energetice și climatice ale Europei și care constituie elemente esențiale ale uniunii energetice a UE.

Printre proiectele de interes promovate de România, incluse pe listă, în sectorul gazelor naturale, se regăsesc și proiecte de investiții în scopul creșterii capacităților de înmagazinare subterană a gazelor naturale, respectiv proiectele promovate de ROMGAZ și Depomureș:

- o creșterea capacității de înmagazinare subterană a gazelor naturale în depozitul Sărmășel;
- o depozit de înmagazinare gaze naturale Depomureș.

Înmagazinarea subterană a gazelor naturale reprezintă un instrument de asigurare a securității energetice naționale.

Majorarea capacității zilnice de extracție, prin investiții care să diminueze dependența capacității zilnice de extracție de presiunea de zăcămint constituie o necesitate stringentă în domeniul înmagazinării.

Distribuția gazelor naturale

Sistemul de distribuție a gazelor naturale este format din circa 43.000 km de conducte - din care 39.000 km sunt operate de cel mai mare distribuitor, Delgaz Grid (20.000 km) și Distrigaz Sud Rețele (19.000 km) - care alimentează aproximativ 3,5 milioane de consumatori. Pe piața gazelor naturale din România, mai activează alți 35 de operatori locali ai sistemelor de distribuție, care operează cca. 4.000 km de rețea.

IV.4.4. Energie electrică

Consumul de energie electrică

Consumul total de energie electrică a înregistrat o scădere substanțială de la 60 TWh în 1990 la 40 TWh în 1999 (Eurostat 2016), în principal pe fondul contractării activității industriale, după care a crescut până la 48 TWh în 2008.

Criza economică din 2008-2009 a cauzat o nouă scădere a consumului, urmată de o revenire graduală la 63 TWh în 2017.

Potrivit datelor Eurostat publicate în Iulie 2016, România a avut în 2015 al șaselea cel mai mic preț mediu din UE al energiei electrice pentru consumatorii casnici. Totuși, dată fiind puterea relativ scăzută de cumpărare, suportabilitatea prețului este o problemă de prim ordin, care duce la un nivel ridicat de sărăcie energetică. Mai mult, consumul este afectat și de faptul că aproape

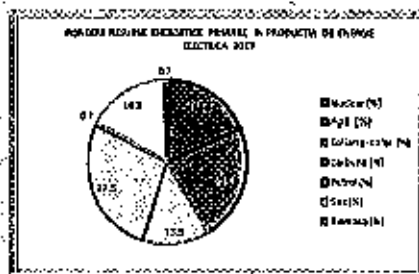
100.000 de locuințe din România (din care o parte nu sunt locuite permanent) nu sunt conectate la rețeaua de energie electrică; cele mai potrivite pentru ele fiind sistemele izolate de producere și distribuție a energiei.

Există o rezervă însemnată de îmbunătățire a eficienței în consumul brut de energie electrică, date fiind pierderile de transformare, respectiv cele din rețelele de transport și distribuție. Pe de altă parte, consumul de energie electrică se poate extinde în sectoare noi.

Dezvoltarea economică a țării poate duce la creșterea consumului de energie electrică atât în industrie, transporturi, cât și în agricultură.

Producția de energie electrică

România are un mix diversificat de energie electrică, bazat în cea mai mare parte pe resursele energetice indigene.



O mare parte a capacităților de generare sunt mai vechi de 30 de ani, cu un număr relativ redus de ore de operare rămase până la expirarea duratei tehnice de funcționare. Grupurile vechi sunt frecvent oprite pentru reparații și mentenanță, unele fiind în conservare. Există o diferență de aproape 3.400 MW între puterea brută instalată și puterea brută disponibilă, din care circa 3.000 MW sunt capacități pe bază de cărbune și de gaze naturale.

Diversitatea mixului energetic a permis menținerea rezilienței SEN, cu depășirea situațiilor de stres generate de condiții meteorologice extreme. Situația temperaturilor extreme reprezintă o specificitate a regiunii, când SEN este supus vulnerabilităților în asigurarea integrală a acoperirii cererii de energie atât pentru consumul intern cât și pentru export, în situația în care și statele vecine se confruntă cu aceeași situație.

În asemenea condiții, România se numără printre cele 14 state membre UE care își mențin opțiunea de utilizare a energiei nucleare. În prezent, energia electrică produsă prin fisiune nucleară acoperă circa 18% din producția de energie electrică a țării prin cele două unități de la Cernavodă; procentul va fi de circa 28% în 2035 prin realizarea celor două noi unități nucleare de la Cernavodă.

Prețul în creștere al certificatelor ETS va pune o presiune suplimentară asupra producătorilor pe bază de combustibili fosili. Capacitățile eficiente pe bază de gaze naturale au perspectiva unei poziționări competitive în mixul energetic, datorită emisiilor relativ reduse de GES și de noxe, precum și flexibilității și capacității lor de reglaj rapid. Ele sunt capabile să ofere servicii de sistem și rezervă pentru SRE intermitente.

Pe termen lung, oportunitatea instalării de capacități noi pe bază de cărbune (de o nouă generație tehnologică) și pe bază de gaze naturale va fi dată de evoluția prețurilor certificatelor ETS, de necesitatea constituirii unei rezerve strategice pentru siguranța SEN, de creșterea cererii de energie electrică, a performanței capacităților instalate, a prețurilor tehnologiilor (inclusiv a costurilor de operare și de mentenanță) și a sustenabilității combustibililor indigeni.

Hidroenergia constituie principalul tip de SRE. Centralele hidroelectrice au un randament ridicat, iar energia stocată în lacuri de acumulare este disponibilă aproape instantaneu, ceea ce le conferă un rol de bază pe piața de echilibrare. Cum o mare parte din centralele hidroelectrice au fost construite în perioada 1960-1990, sunt necesare investiții în creșterea eficienței. Compania Hidroelectrică are în curs de realizare, până în 2030, investiții totale de peste 800 mli €, care includ finalizarea a circa 200 MW capacități noi.

Puterea instalată în centrale eoliene este de aproximativ 3.000 MW, nivel considerat apropiat de maximum pentru funcționarea în siguranță a SEN, în configurația sa actuală. Volatilitatea producției de energie în centrale eoliene solicită întregul SEN, necesitând reevaluarea necesarului de servicii de sistem și investiții corespunzătoare în centrale de vârf, cu reglaj rapid și sisteme de stocare.

Puterea instalată în centrale fotovoltaice este de aproximativ 1.500 MW. Piața de echilibrare este mai puțin solicitată de variațiile de producție în centralele fotovoltaice, care au o funcționare mai predictibilă decât de a celor eoliene.

Tot în categoria SRE este inclusă și biomasă, inclusiv biogazul, care nu depinde de variații meteorologice. Dat fiind potențialul lor economic, aceste surse de energie pot câștiga procenta în mixul de energie electrică.

Infrastructura și piața de energie electrică

Operatorul de transport și de sistem, Transelectrica SA coordonează fluxurile de putere din SEN prin controlul unităților de producție dispecerizabile. Deși dispecerizare implică costuri suplimentare pentru producători, ea face posibilă echilibrarea SEN în situații extreme. Din puterea totală brută disponibilă de aproape 20.000 MW, 3.000 MW sunt nedispecerizabili.

Planul de dezvoltare al rețelei electrice de transport (RET) (Transelectrica 2016b), în concordanță cu modelul elaborat de ENTSO-E la nivel european, urmărește evacuarea puterii din zona de concentrare a SRE către zonele de consum, dezvoltarea regiunilor de pe teritoriul României în care RET este deficitară (de exemplu, regiunea nord-est), precum și creșterea capacității de interconexiune transfrontalieră.

Pe fondul creșterii puternice a investițiilor în SRE intermitente din ultimii ani, echilibrarea pieței a devenit esențială, cu atât mai mult cu cât grupurile pe bază de cărbune nu pot răspunde rapid fluctuațiilor vântului și radiației solare decât pe bandă îngustă. Categoriile principale de producători cu răspuns rapid la cerințele de echilibrare sunt centralele hidroelectrice și grupurile pe bază de gaze naturale. Echilibrarea pe o piață regională necesită capacitate sporită de interconectare.

Începând din noiembrie 2014, piața pentru ziua următoare (PZU) din România funcționează în regim cuplat cu piețele din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria (cuplarea 4M MC), pe baza soluției de cuplare prin preț a regiunilor.

România participă activ în cadrul proiectelor regionale și europene dedicate creării pieței unice europene de energie electrică.

Importul și exportul de energie electrică

Din cele 35 de state membre ale ENTSO-E, un număr de 12, între care și România, au export net de energie electrică.

România trebuie să-și mențină poziția de producător de energie în regiune și să-și consolideze rolul de furnizor de securitate energetică în gestionarea situațiilor de stres la nivel regional.

Întrucât capacitățile de echilibrare și rezervă sunt planificate la nivel național, în multe state membre ale UE va exista un excedent de capacitate, astfel că exportul pe termen lung presupune competitivitate pe piața europeană. De aceea, pentru sectorul energetic românesc, ar trebui ca reglementările să evite impunerea unor costuri suplimentare producătorilor față de competitorii externi.

IV.4.5. Eficiență energetică, energie termică și cogenerare

Eficiență energetică

Eficiența energetică este o cale dintre cele mai puțin costisitoare de reducere a emisiilor de GES, de diminuare a sârăciei energetice și de creștere a securității energetice. Ținta UE de eficiență energetică pentru anul 2020 este de

diminuare a consumului de energie primară cu 20% în raport cu nivelul de referință stabilit în 2007 (MDRAP 2015). Pentru România, ținta este de 19%, corespunzătoare unei cereri de energie primară de 500 TWh în 2020. Pentru 2030, UE își propune o reducere cumulată cu cel puțin 27% a consumului de energie.

Eficiența energetică în România s-a îmbunătățit continuu în ultimii ani. Între 1990 și 2013, România a înregistrat cea mai mare rată medie de descreștere a intensității energetice din UE, de 7,4%, pe fondul restructurării activității industriale (ANRE 2016a). În perioada 2007-2014, scăderea intensității energetice raportată la PIB a fost de 27%, obținută inclusiv prin închiderea unor unități industriale energo-intensive.

Creșterea eficienței energetice prin investiții în tehnologie este esențială pentru întreprinderile cu intensitate energetică ridicată, pentru a putea face față concurenței internaționale. Companiile din metalurgie au investit considerabil în eficiență energetică, potențialul economic fiind atins în bună măsură. Prin urmare, creșterea rapidă în continuare a eficienței energetice în industrie este mai dificilă, potențial ridicat regăsindu-se în prezent în special în creșterea eficienței energetice a clădirilor (rezidențiale, birouri și spații comerciale).

Pentru atragerea investițiilor substanțiale în măsuri de eficiență energetică, este necesar un cadru de reglementare stabil și transparent, precum și ținte realiste la nivel național. Va fi încurajată piața serviciilor energetice, precum contractele de performanță energetică de tip ESCO, prin adoptarea reglementărilor necesare. Pentru stabilirea bunelor practici este relevant „Codul european de conduită pentru Contractul de Performanță Energetică”, inițiativă la care au aderat 13 companii private cu activitate în România.

Încălzirea eficientă a imobilelor

Segmentul clădirilor și al serviciilor reprezintă 40% din consumul total de energie din UE și respectiv circa 45% în România – în special încălzire și mult mai puțin răcire. La nivelul UE, încălzirea rezidențială reprezintă 78% din consumul de energie, în vreme ce rădărea reprezintă doar circa 1%. Până în 2050, se estimează că producția de frig în Europa va înregistra o creștere spectaculoasă ca pondere în consumul total pentru încălzire/răcire.

Prin utilizarea panourilor solare și a energiei geotermale sau a pompelor de căldură se pot construi case cu consum energetic „aproape zero” sau cu „bilanț energetic pozitiv” (Energy plus).

În general, cererea de energie termică este concentrată în sectoarele industrial, rezidențial și al serviciilor. În sectorul rezidențial, principalii factori sunt temperatura atmosferică și nivelul de confort termic al locuințelor –

care, la rândul său, depinde de puterea de cumpărare a populației, dar și de factorii culturali. Un alt factor este dat de standardele de termolizolare a clădirilor.

Ca urmare a restructurării dramatice a industriei românești din perioada 1992 - 2005, cererea de energie termică în industrie (atât cea tehnologică cât și cea pentru încălzirea spațiilor) s-a redus foarte mult

România are în prezent un total de circa 8,5 mil locuințe, din care sunt locuite aproximativ 7,5 milioane. Dintre acestea din urmă, cca. 4,2 milioane sunt locuințe individuale, iar cca. 2,7 milioane de locuințe sunt apartamente amplasate în blocuri de locuit (condominiu). Doar 5% dintre apartamente sunt modernizate energetic prin izolare termică. Prețul reglementat al gazelor naturale și accesul nereglementat la masa lemnoasă pentru foc au menținut costurile cu încălzirea la niveluri scăzute ce nu justificau din punct de vedere economic investiții în termolizolarea locuințelor. Pe măsură ce comercializarea maselor lemnoase este mai bine reglementată, iar prețurile energiei termice și combustibililor sunt liberalizate, costurile cu încălzirea vor cunoaște o creștere, încurajând investițiile în măsuri de reabilitare termică a locuințelor.

Din totalul locuințelor, numai cca. 1,2 milioane sunt racordate la SACET-uri, dintre care cca. 600.000 de apartamente doar în București. O treime din locuințele României (aproape 2,5 mil) se încălzesc direct cu gaz natural, folosind centrale de apartament, dar și sobe cu randamente extrem de scăzute (cel puțin 250.000 de locuințe). Aproximativ 3,5 mil. locuințe (marea majoritate în mediul rural) folosesc combustibil solid – majoritatea lemne, dar și cărbune – arse în sobe cu randament foarte scăzut. Restul locuințelor sunt încălzite cu combustibili lichizi (păcură, motorină sau GPL) sau energie electrică. Peste jumătate dintre locuințele din România sunt încălzite parțial în timpul iernii.

Mijloacele financiare disponibile prin directivele europene (Directiva privind eficiența energetică, Directiva privind performanța energetică a clădirilor, Directiva privind SRE) au fost puțin utilizate pentru eficientizarea încălzirii locuințelor. Accesarea acestor fonduri trebuie intensificată și mult mai bine coordonată. Programele de izolare termică a clădirilor finanțate din fonduri europene și/sau fonduri publice trebuie direcționate cu precădere către comunitățile afectate de sărăcie energetică. Eliminarea pierderilor de energie termică din clădiri va contribui substanțial la reducerea facturilor de încălzire, cu efectul scăderii necesarului de fonduri alocate suplimentelor pentru locuire.

IV.4.6. Energie termică și cogenerare

Înainte de 1989, soluția de alimentare centralizată cu energie termică (SACET-uri) a localităților urbane a fost practic generalizată în România. Peste 60 de astfel de

sisteme au fost realizate în aceea perioadă, în majoritatea acestora fiind instalate și unități de producere a energiei în cogenerare. La aceea vreme, eficiența economică sporită a acestei soluții era dată și de faptul că ea era destinată nu numai consumului casnic pentru încălzire și preparare apă caldă menajeră (sezonier), dar și consumului tehnologic industrial (pe tot parcursul anului).

După 1989, după restructurarea și chiar dispariția industriei românești, cererea de energie termică aferentă acestor SACET-uri a scăzut an de an și ele au devenit din ce în ce mai ineficiente economic.

În ultimii ani, o bună parte dintre capacitățile de producere în cogenerare ale SACET-urilor au fost retrase din exploatare și chiar dezafectate din cauze imposibilității financiare de realizare a investițiilor de mediu, dar în unele cazuri și datorită neconcordanței constructive a acestor grupuri (concepute în special pentru cogenerare industrială) cu actualele cerințe ale pieței de energie termică.

Din aceste motive, sistemele municipale de încălzire (SACET) s-au confruntat în ultimii 20 de ani cu debransări masive ale consumatorilor (în unele localități și peste 50 %), aceștia alegând soluții individuale de încălzire – centrale de apartament pe gaze naturale, convectoare sau calorifere electrice. Doar 15% din necesarul total de

căldură în România (de 76 TWh către consumatori casnici și 21 TWh în sectorul terțiar) este distribuit prin SACET-uri, tendința fiind de scădere către doar 10% în anul 2025.

Totuși, în principalele centre urbane, încălzirea centralizată la nivel municipal reprezintă încă o proporție importantă, această soluție rămânând soluția optimă din punct de vedere tehnico – economic și al protecției mediului.

Conform datelor ANRSC, energia termică în orașe este asigurată, în circa 60 de localități, prin SACET-uri și respectiv prin centrale electrice de cogenerare (CET). Bucureștiul reprezintă 44%, următoarelor nouă localități mari revenindu-le cumulativ 36%. În prezent, 1,25 mil. apartamente mai sunt racordate la SACET.

Strategia UE pentru încălzire și răcire (IR) promovează realizarea de unități de cogenerare și trigenerare (energie electrică, încălzire și răcire). Este de dorit ca astfel de capacități de producție să fie amplasate în apropierea centrelor urbane sau industriale, astfel încât energia termică produsă în cogenerare să fie cât mai aproape de locul de consum, pentru a reduce la maximum pierderile de căldură din transportul și distribuția căldurii. Din acest motiv este încurajată producerea distribuită, în limitele în care aceasta se dovedește fezabilă economic.

V. MĂSURI ȘI ACȚIUNI PENTRU ATINGEREA OBIECTIVELOR STRATEGICE

Cele șapte obiective strategice ale sectorului energetic românesc sunt exprimate concret printr-un set de obiective operaționale (OP). La rândul lor, obiectivele operaționale sunt urmărite prin intermediul unor acțiuni prioritare (AP).

În corelație cu acțiunile prioritare și pe baza rezultatelor analizei cantitative, în capitolul VII sunt prezentate ținte cuantificabile, prin care sunt îndeplinite o parte a acțiunilor prioritare pentru orizontul anului 2030.

Tabel – Coreșpondența între obiectivele strategice fundamentale și obiectivele operaționale

	OBIECTIVELE STRATEGICE FUNDAMENTALE LA CARE CONTRIBUIE						
	Apof energetic	Securitatea	COMPETITIVITATE	Energiele curate/Mediu	Grijă omantă	Consumator/ Acces la energie	Consumator vulnerabil/Sărăcie energetică
OP1	x	x	x				
OP2	x	x					
OP3	x	x					
OP4	x	x					
OP5			x			x	x
OP6							
OP7							
OP8							
OP9	x		x				
OP10			x			x	
OP11			x			x	
OP12			x				
OP13			x				
OP14			x				
OP15							
OP16							
OP17							
OP18							
OP19			x				
OP20							
OP21							
OP22						x	
OP23							x

(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 zăcăminte 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 zăcăminte de gaze naturale.

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

(OP3) CREȘTEREA CAPACITĂȚILOR DE INTERCONECTARE A REȚELOR DE TRANSPORT DE ENERGIE

AP3a: Stabilirea culoarelor rețelelor 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 REZERVĂ

AP4a: Conștituirea 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-Lăpușești.

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 înlăturarea 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 DIPLOMATIE 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 studiile 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: Definirea 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 CONCURRENTEI PE PIEȚELE INTERNE DE ENERGIE

AP11a: Dezvoltarea pieței interne a gazelor naturale prin creșterea volumelor tranzacționate și a lichidității, și cumpărarea 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 PIEȚELOR DE ENERGIE ȘI INTEGRAREA LOR REGIONALĂ, ASTFEL ÎNCĂT CONSUMĂTORUL 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.

(OP16) DEZVOLTAREA SUSTENABILĂ A SECTORULUI ENERGETIC NAȚIONAL, CU PROTECȚIA CALITĂȚII AERULUI, 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) PĂRȚICIPAREA 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 țărilor asumate de România pentru anul 2020.

AP17b: Participarea echitabilă la realizarea țărilor 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 PIEȚII 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 BIROCRĂȚIEI ÎN SECTORUL ENERGETIC

AP19a: Reducerea birocrației prin transparentizare, digitalizare și introducerea „ghișeuului 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

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 în domeniul energiei – atât fundamentală, cât și aplicată; dezvoltarea de parteneriate cu industria energetică.

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.

(OP21) ÎMBUNĂȚĂȘIREA 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-rețele și de sisteme de generare distribuită a energiei electrice, cu prioritate pentru gospodăriile fără acces la energia electrică.

A22c: Dezvoltarea de politici publice la nivelul unităților administrative locale privind modul de asigurare a energiei termice pentru comunități.

(OP23) REDUCEREA GRADULUI DE SĂRĂCIE ENERGETICĂ ȘI PROȚECȚIA 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.

VI. EVOLUȚIA SECTOARELOR ENERGETICE NAȚIONALE PÂNĂ ÎN ANUL 2030

VI.1. Consumul de energie

VI.1.1. Cererea de energie pe sectoare de activitate

Consumul brut de energie al României a scăzut semnificativ după 1990, ajungând în 2015 la 377 TWh (1 TWh = 0,086 mil tep), echivalentul a circa 19 MWh per capta, iar consumul final de energie a fost 254 TWh.

Consumul brut de energie în anul 2030 este estimat să crească la 394 TWh, iar cererea de energie finală la 300 TWh. Consumul resurselor energetice ca materie primă urmează să crească cu 35%, în timp ce consumul și pierderile aferente sectorului energetic vor scădea cu 4 TWh.

În figura 2 se remarcă o ușoară scădere a consumului rezidențial ca efect al creșterii eficienței energetice, precum și creșterea cererii în transporturi și în industria producătoare de componente și echipamente.

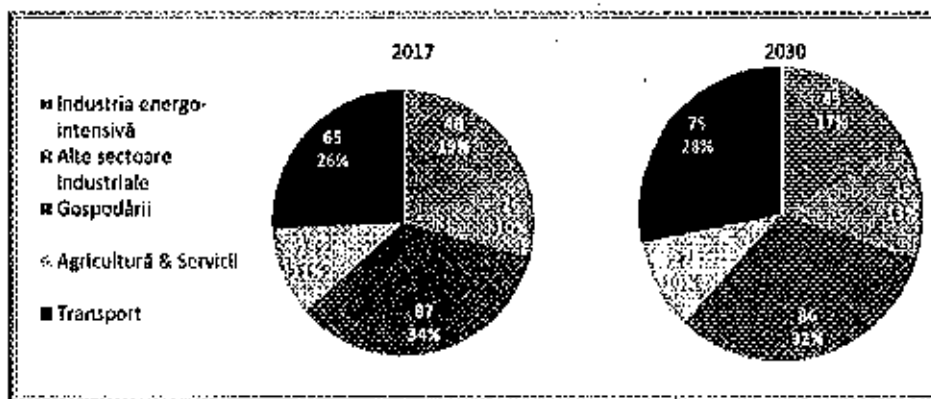


Figura 2 – Cererea de energie finală pe sectoare de activitate în 2017 și 2030.
(Sursa: Primes)

VI.1.2. Mixul energiei primare

România are un mix al resurselor energetice primare în producția de energie electrică echilibrat și diversificat.

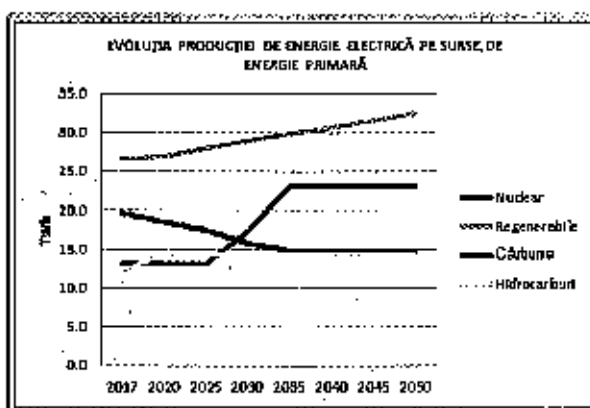
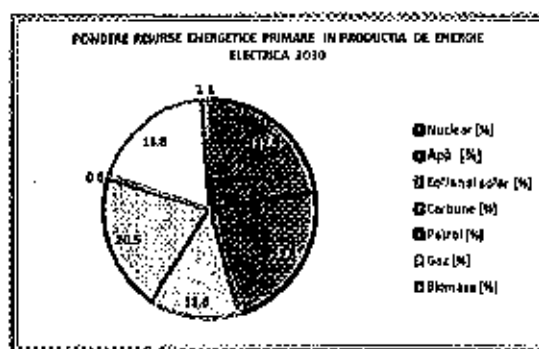
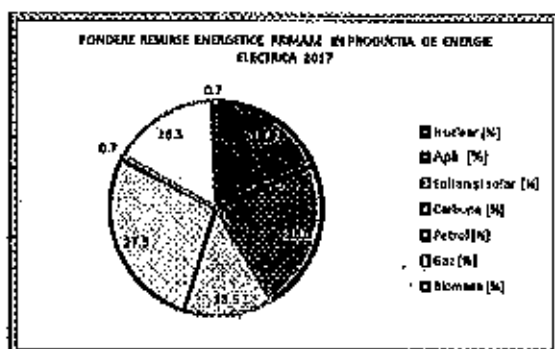
În anul 2017, ponderea resurselor energetice primare în producția de energie electrică a avut următoarea structură: energia electrică produsă din cărbune (lignit și hullă) 27,5% (17,3 TWh); energia electrică produsă în centralele hidroelectrice 23%

(14,4 TWh); energia electrică produsă în centrala nucleară de la Cernavodă 18,3% (11,5 TWh); energia electrică produsă pe hidrocarburi (petrol și gaz) 17% (10,7 TWh); energia electrică produsă în instalații eoliene și fotovoltaice 13,5% (8,5 TWh); energia electrică produsă din biomasă 0,7% (0,4 TWh).

Grupând sursele de energie regenerabilă, ponderea acestora în structura producției de energie electrică în anul 2017 a fost de 37,2% (23,4 TWh) urmată de cărbune cu 27,5% (17,3 TWh).

Consumul mediu brut înregistrat în anul 2017 a fost de 59,9 TWh dintr-o producție de 62,8 TWh, diferența constând în exportul de energie electrică.

Pentru anul 2030, rezultatele modelării în Scenariul Optim ales arată o creștere a ponderii energiei din surse nucleare la 17,4 TWh iar în 2035 la 23,2 TWh. O creștere la 29 TWh va fi înregistrată pe total surse regenerabile, reprezentând o pondere de 37,9% din totalul surselor de energie primară ce vor alcătui mixul energetic în anul 2030. Energia produsă din cărbune va înregistra o ușoară scădere la 15,8 TWh și va avea o pondere de 20,6%. O creștere de 1,9% va înregistra producția de energie electrică din hidrocarburi oca. 14,5 TWh.



PRODUCȚIE ENERGIE ELECTRICĂ 2017-2050 (TWh)								
PRODUCȚIA DE ENERGIE PE TIP DE SURSĂ (TWh)	2017	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nuclear	11.5	11.5	11.5	12.4	17.4	23.2	23.2	23.2
Apă	27.3	27.3	27.3	27.3	27.3	27.3	27.3	27.3
Eolian & solar	9.5	11.5	13.5	15.5	17.5	19.5	21.5	23.5
Carbune	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3
Petrol	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Gas	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2
Biomasa	0.4	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
PONDEREA REȘURSELOR ENERGETICE ÎN PRODUCȚIA DE ENERGIE ELECTRICĂ 2017-2050 (%)								
Nuclear (%)	18.3	16.7	15.8	22.5	26.0	27.5	27.2	26.9
Apă (%)	23.0	22.9	24.9	22.6	21.3	20.9	20.7	20.5
Eolian & solar (%)	13.5	12.7	13.3	13.6	13.7	14.6	15.4	16.3
Carbune (%)	27.5	25.4	24.7	20.5	18.0	17.7	17.5	17.3
Petrol (%)	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
Gas (%)	16.3	20.3	20.1	18.8	17.5	17.8	17.5	17.4
Biomasa (%)	0.7	1.3	1.2	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0

Figura 3 – Structura mixului energiei primare în 2017 și 2030

VI.1.3. Consumul de energie finală

Analiza consumului de energie finală în 2017 (în total 254 TWh) pe tipuri de consum energetic aduce în prim plan necesarul de încălzire și răcire, estimat la 97 TWh (39%) – din care 76 TWh în gospodării și 21 TWh în sectorul serviciilor. Urmează, în ordine descrescătoare, consumul în procesele industriale (48 TWh) și în transportul de persoane (48 TWh). Restul consumului energetic industrial este de 27 TWh de energie finală, iar transportul de marfă consumă echivalentul a 17 TWh.

Echipamentele electronice și electrocasnice utilizate de gospodării și în servicii consumă 13 TWh (din care 10 TWh consum casnic). În fine, consumul specific sectorului agricol este de 4 TWh. Pentru 2030, rezultatele modelării arată o creștere mai importantă doar pentru consumul energetic în industria producătoare de mașini, utilaje și echipamente, respectiv în transportul de marfă. Consumul pentru încălzire urmează să scadă ușor, prin creșterea eficienței energetice.

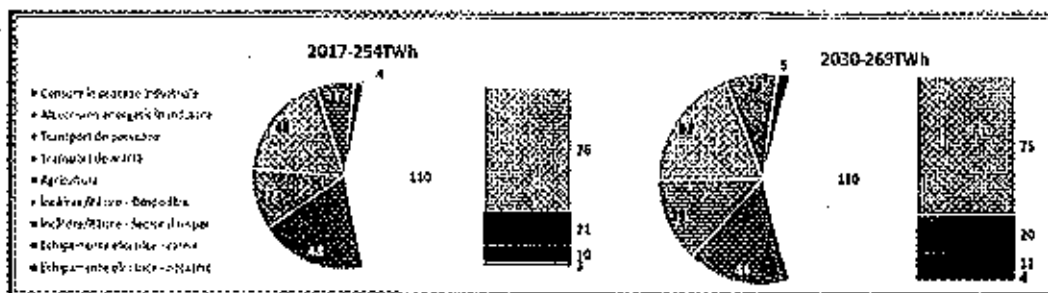


Figura 4 – Consumul de energie finală după destinația energetică. (Sursa: PRIMES)

VI.2. Resurse energetice primare: producție internă și importuri

În domeniul explorării și exploatarea zăcămintelor de petrol și gaze naturale, în ultimul deceniu s-a pus accentul pe efectuarea programelor de lucrări geologice și geofizice pentru descoperirea de noi rezerve și dezvoltarea rezervelor existente în vederea susținerii producției și asigurarea de către concesionari, prin programe proprii de investiții, a nivelurilor de producție prevăzute în acordurile petroliere. Realizarea nivelurilor prognozate ale producției a fost posibilă prin implementarea unor programe de modernizare și re tehnologizare având drept scop maximizarea valorii portofoliilor existente, îmbunătățirea ratelor de recuperare economică a rezervelor și minimizarea impactului declinului natural al producției.

Perspectivile privind evidențierea de noi rezerve probabile și posibile sunt condiționate de investițiile care se vor face în domeniul explorării geologice și geofizice de către concesionari care activează pe teritoriul României, precum și de rezultatele obținute de către aceștia în procesul de explorare, în sensul identificării de noi zăcăminte.

Pe termen scurt și mediu, în vederea creșterii rezervelor sigure de petrol și gaze naturale, România trebuie să-și asume ca prioritate promovarea/incurajarea concesionarilor de a investi în tehnologii care să conducă la creșterea gradului de recuperare din zăcămintele existente, iar pe termen lung, în dezvoltarea proiectelor de explorare atât în aria producției convenționale cât și a celei neconvenționale.

Ciclurile investiționale în explorarea și producția de hidrocarburi, sunt de lungă durată, iar cadrul de reglementare trebuie să confere o perspectivă pe termen lung. Din acest motiv, este de importanță strategică dezvoltarea unui cadru de reglementare predictibil, stabil și adaptat situației internaționale, corelat cu tipul și potențialul de dezvoltare al diferitelor tipuri de zăcăminte, pentru menținerea competitivității industriei petroliere naționale.

VI.2.1. Petrol

Prețul scăzut al petrolului înregistrat pe piața internațională în perioada 2015 – 2016, a redus drastic investițiile în explorare și dezvoltare de noi zăcăminte, iar efectul s-a resimțit din plin și în România.

Prețurile pe piața petrolului au crescut constant începând din anul 2017, prețul petrolului Brent ajungând la jumătatea lunii mai 2018, la recordul ultimilor ani – respectiv 80 USD/baril.

La sfârșitul lunii mai 2018, petrolul Brent se tranzacționa la 75,38 USD/baril, în timp ce prețul petrolului future se situa la 66,72 USD/baril.

Producția de petrol din România se află pe o pantă descendentă, cu un nivel de înlocuire a rezervelor subunitar, din cauza gradului ridicat de depletare al zăcămintelor. Creșterea gradului de recuperare este posibilă, însă eforturile investiționale deloc neglijabile, necesită pachete de măsuri economice și fiscale stimulative.

Rezultatele modelării efectuate în anul 2016 indică înjumătățirea producției interne de petrol, până la aproximativ 2 ml. de tone în 2030. Creșterea dependenței de importuri nu poate fi evitată pe termen mediu și lung decât prin încurajarea activității de explorare și producție, precum și prin creșterea eficienței consumului de combustibili fosili.

Politicile UE de utilizare și de promovare a utilizării, într-un grad cât mai mare, a combustibililor alternativi vor atenua impactul dependenței de importuri a petrolului și produse petroliere din România. Acest proces va fi posibil în măsura în care dezvoltarea infrastructurii aferente producerii și utilizării combustibililor alternativi va fi realizată în raport direct cu competitivitatea acestora pe piața combustibililor.

VI.2.2. Gaze naturale

Producția de gaze naturale s-a stabilizat în ultimii ani, ca urmare a investițiilor în prelungirea duratei de viață a zăcămintelor existente și a dezvoltării unor noi. În 2017, producția internă a asigurat 89,4% din consumul intern, importul ajungând la 10,60%.

Rezultatele modelării efectuate în 2016 prezintă evoluții diferite pentru curba de producție a gazelor naturale, în diferite scenarii de preț. Producția onshore este de așteptat să scadă în toate scenariile, menținerea unui grad redus de dependență față de importuri fiind condiționată de dezvoltarea rezervelor recent descoperite în Marea Neagră și de opțiunea de a se acționa în vederea explorării și exploatarea surselor de gaze neconvenționale.

Resursele suplimentare de gaze naturale din zăcămintele offshore sunt prevăzute în mixul energetic al României în toate scenariile, cu excepția celui improbabil de menținere îndelungată a prețurilor joase, care nu justifică o continuare a investiției.

Exploatarea resurselor de hidrocarburi din Marea Neagră va avea o contribuție majoră la asigurarea securității energetice a României. Nivelurile cantitative cumulate din producția convențională onshore și offshore pot avea potențialul de a fi excedentare față de nivelul estimat în prezent al cererii de pe piața internă, relativ liniar.

România își propune creșterea consumului de gaze naturale în industria internă și exportul unor produse finite care utilizează ca materie primă și gazele naturale.

VI.2.3. Cărbune

Producția de lignit și huiă în România depinde direct de cererea națională de resurse energetice primare în sectorul de producere a energiei electrice și de resursele/rezervele de care dispune România.

Rolul cărbunelui în mixul de energie electrică va depinde de competitivitatea prețului materiei prime, cu influență directă în prețul energiei produse din această resursă energetică primară.

Producția de lignit energetic se realizează în principal în bazinul minier al Olteniei într-un număr de 15 perimetre miniere în care, prin capacitățile de producție instalate, se poate realiza o producție flexibilă între 20 și 30 milioane tone/an. Resursele de lignit sunt epuizabile, iar în actualele perimetre termenul de concesiune acordat prin licențe de exploatare a depășit prima jumătate. Asigurarea necesarului de lignit pentru funcționarea în condiții de eficiență economică a centralelor electrice se va realiza prin identificarea și deschiderea unor noi perimetre miniere numai în condiții de eficiență economică.

Necesarul de huiă pentru producerea energiei electrice și termice va fi asigurat din producția minelor Vulcan și Livezeni completat cu necesarul din import, până la reconfigurarea capacităților termoenergetice nerentabile de pe huiă pe altă resursă energetică primară mai eficientă.

VI.2.4. Hidroenergie

Prin aplicarea graduală a politicilor prevăzute de strategie, până în anul 2030, capacitatea instalată în centralele hidroelectrice din România va crește, față de anul 2018, cu circa 750 MW. Centralele care vor asigura această creștere de capacitate instalată vor asigura o producție suplimentară de energie de circa 1,8 TWh/an. Ținând cont de faptul că amplasamentele cele mai favorabile din punct de vedere hidroenergetic au fost deja amenajate, noile proiecte vor avea indicatori de rentabilitate a investițiilor mai reduși și vor trebui să fie dezvoltate pentru a asigura și alte beneficii decât energia (ex. prevenirea viiturilor, alimentarea cu apă, irigații etc).

Deși se va înregistra o creștere a capacității instalate până în 2030, producția totală de energie care se va înregistra în hidrocentralele din România se va păstra la valori apropiate celor din 2018, adică de circa 17,6 TWh/an, întrucât se vor implementa toate normele cuprinse în politicile europene privind protecția mediului. Față de situația reglementată din anul 2018, diminuarea stocurilor de apă utile ce pot fi turbinate, ca urmare a majorării debitelor de servitute/ecologice, va corespunde în anul 2030 unei producții nerealizate de circa 2 TWh/an.

Evoluția sectorului hidroenergetic pentru perioada 2018-2030 se va realiza în următoarele coordonate:

1. armonizarea cu politicile europene privind protecția mediului;
2. planificarea integrată a valorificării resurselor de apă și reluarea implicării financiare a statului în proiectele hidroenergetice cu folosințe complexe;
3. Investiții noi și modernizarea centralelor existente; menținerea unui grad ridicat de siguranță în exploatare.

Aceste coordonate de evoluție sunt atinse prin implementarea unor politici energetice specifice după cum urmează:

Armonizarea cu politicile europene privind protecția mediului

Întrucât centralele hidroelectrice mari sunt și vor rămâne un element de bază pentru securitatea SEN, în modul de implementare a politicilor de mediu se va ține seama de acest rol.

Debitele ecologice

Pentru amenajările hidroenergetice mari, trecerea către standardele mai ridicate privind debitele ecologice se va realiza gradual până în anul 2030, prin trei etape de ajustare, pentru a se ajunge la conformarea cu standardele medii europene în domeniu. Pentru amenajările hidroenergetice de mică anvergură, conformarea cu standardele medii europene se va realiza până în anul 2025, pentru a se lăsa suficient timp operatorilor economici implicați să implementeze ajustările planurilor de afaceri și pentru a identifica cele mai bune soluții tehnice.

Pasajele pentru migrarea faunei acvatice

Lucrările de captare a apei aferente amenajărilor hidroenergetice trebuie să asigure circulația faunei acvatice. Pe baza unor studii care să identifice nevoia de circulație a faunei, precum și prin identificarea unor soluții fezabile de a se asigura această circulație, până în anul 2030 lucrările de barare a albiilor naturale vor fi echipate cu astfel de sisteme.

Arealele Natura 2000

Pentru stabilirea modului de reglementare al amenajărilor hidroenergetice care au lucrări în arealele Natura 2000 (sau influențează aceste areale), sunt în exploatare, în curs de construire sau în fază de proiect și dețin autorizații de construire valabile, se vor aplica următoarele principii:

- în arealele Natura 2000, desemnate pentru protecția factorului de mediu apă sau a mai multor factori de mediu printre care și apa, nu se vor mai realiza noi proiecte hidroenergetice de amplasare, cu excepția celor care au obținut aprobările necesare până în anul 2018. Doar pentru asigurarea alimentării cu energie a comunităților izolate care nu au acces la rețelele de distribuție a energiei electrice, cu respectarea principiilor conservacioniste acceptabile pentru arealele Natura 2000 se vor mai putea realiza centrale hidroelectrice cu capacități instalate de până în 1 MW, care să alimenteze rețele în sistem insularizat;
- în funcție de stadiul de implementare a proiectelor cu lucrări în curs și cu autorizații de construire valabile, titularii investițiilor împreună cu autoritățile competente pentru protecția mediului, precum și cu cele pentru gospodărirea apelor, vor identifica soluțiile fezabile pentru adaptarea proiectelor hidroenergetice astfel încât impactul asupra mediului să fie cât mai redus;
- pentru amenajările hidroenergetice în funcțiune, cu ocazia actualizării autorizațiilor de mediu și gospodărirea apelor, se vor impune progresiv, între 2020 și 2030 toate măsurile necesare pentru minimizarea impactului asupra mediului.

Planificarea integrată a valorificării resurselor de apă și reluarea implicării financiare a statului în proiectele hidroenergetice cu folosințe complexe

Amenajările hidroenergetice cu folosințe complexe sunt proiecte care produc efecte la nivel local și regional. Realizarea și exploatarea acestor amenajări, care în afară de energia electrică aduc și alte beneficii sociale, va fi susținută în continuare, până în anul 2030. În acest sens în perioada 2018-2025 vor fi promovate o serie de politici de dezvoltare economică prin care să se asigure:

- simplificarea procedurilor de asociere între companiile cu capital de stat, autoritățile publice locale și investitorii privați care doresc să dezvolte sau să finalizeze proiecte hidroenergetice cu folosințe complexe;
- participarea statului la investiții prin alocări bugetare, pentru acele obiecte ale schemelor de amenajare care în final se vor regăsi în domeniul public al statului;
- stabilirea unui regim fiscal special precum și taxarea diferențiată în ceea ce privește utilizarea apei;
- suportarea costurilor serviciilor asigurate de amenajările hidroenergetice cu folosințe complexe de către beneficiarii reali ai acestora prin contribuții la costurile de întreținere și operare a acestor amenajări.

Investiții noi și modernizarea centralelor existente; menținerea unui grad ridicat de siguranță în exploatare

Dezvoltarea sistemului energetic înseamnă, în primul rând, creșterea capacității de producție.

Ținând cont de potențialul tehnic amenajabil, până în anul 2030 vor fi finalizate proiectele care în anul 2018 se află în execuție, însumând o putere de circa 500 MW. De asemenea se vor iniția și alte proiecte noi, atât de către investitorii privați cât și de către compania cu capital majoritar de stat Hidroelectrica.

Pentru capacitățile aflate în operare, eșalonat, pe măsură ce duratele utilizării normale vor fi atinse, toate echipamentele și construcțiile vor fi modernizate.

Prin faptul că produc energie electrică, dar asigură și servicii de sistem, amenajările hidroenergetice sunt un factor-cheie pentru asigurarea securității energetice a României. Prin urmare, este vital ca aceste capacități să fie exploatare având o stare tehnică corespunzătoare. În perioada 2018 – 2020 se vor promova politici specifice care vor viza:

- evaluarea stării tehnice a construcțiilor, echipamentelor precum și a modului în care se desfășoară activitățile de mentenanță și urmărirea comportării construcțiilor;
- revizuirea reglementărilor, normelor și normativelor tehnice privind activitățile de

urmărire a comportării construcțiilor și de monitorizare a echipamentelor;

- o actualizarea reglementărilor, normelor și prescripțiilor privitoare la proiectarea lucrărilor de reparații, pentru a corespunde soluțiilor tehnice moderne;
- o actualizarea reglementărilor și normelor privitoare la lucrările de modernizare și re tehnologizare;
- o implementarea și menținerea în stare conformă de funcționare a tuturor sistemelor de avertizare și intervenție în caz de calamități provocate de avarierea construcțiilor hidrotehnice.

Până în anul 2020, schemele de amenajare hidroenergetică având folosințe complexe, aflate în portofoliul de dezvoltare al Hidroelectrica, vor fi redimensionate conform nivelurilor actuale ale acestor folosințe complexe și vor fi finalizate până în anul 2030, în baza politicilor de planificare integrată și prin participarea statului în asigurarea finanțării.

Recuperarea fondurilor bugetare, angajate de stat pentru finanțarea acestora, se va realiza prin stabilirea unui nivel corespunzător al redevenței pe care statul o percepe Hidroelectrica pentru utilizarea întregului pachet de bunuri aparținând domeniului public concesionat.

VI.2.5. Energie eoliană și solară

Față de totalul capacităților instalate în anul 2018 pentru producția de energie electrică, la nivelul anului 2030 se va înregistra o creștere a capacităților eoliene până la o putere de 4.300 MW și a celor fotovoltaice de până la 3.100 MW.

Corespunzător acestor capacități instalate, în anul 2030, energia medie anuală furnizată în sistemul energetic național din surse eoliene va fi de cca. 11 TWh iar cea din surse fotovoltaice de cca. 5 TWh/an.

În anul 2030, din puterea totală instalată a sistemelor fotovoltaice, 750 MW vor fi realizate sub forma unor capacități distribuite deținute de prosumator de energie.

Pentru atingerea în anul 2030 a gradului de dezvoltare al valorificării acestor resurse regenerabile de energie, sunt esențiale promovarea unor politici vizând:

1. realizarea capacităților de stocare a energiei și dezvoltarea rețelei de transport;
2. declararea unor zone de dezvoltare energetică utilizând surse regenerabile, pentru proiecte mari și asigurarea conectării la rețea prin grila Transelectrica;
3. asigurarea condițiilor care să permită înlocuirea capacităților la sfârșitul ciclului de viață;
4. dezvoltarea de capacități mici, distribuite și încurajarea prosumatorilor.

Realizarea capacităților de stocare a energiei și dezvoltarea rețelei de transport

Creșterea participării surselor regenerabile până la nivelul prevăzut a fi atins în anul 2030 se va putea realiza doar în condițiile în care simultan în sistemul energetic național se vor dezvolta și soluțiile de stocare a energiei care să asigure cicluri de încărcare/descărcare cu durate mai mari de 6-8 ore și o putere totală de 1.000 MW. Pentru aceasta, ținând cont de realitățile tehnologice din anul 2018, strategia prevede ca Centrala Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompă Tarnița-Lăpușești să fie asumată ca investiție strategică de interes național. Pentru a se putea crea premisele creșterii capacității de producere a energiei din surse eoliene și solare este necesar ca acest proiect să demareze până în anul 2025, iar la nivelul anului 2030 să fie în funcțiune la întreaga capacitate.

Pe măsură ce gradul de maturitate al altor tehnologii de conversie și stocare a energiei va permite utilizarea lor comercială, după anul 2025 se va putea analiza posibilitatea unei ponderi mai mari a capacităților din surse regenerabile la un nivel corespunzător celui de implementare a soluțiilor de stocare bazate pe aceste tehnologii. Întrucât estimările actuale privind dezvoltarea acestor tehnologii indică faptul că acestea se vor putea implementa sub forma unor capacități de stocare distribuite și având volum redus, după anul 2025 se prevede instituirea obligației ca producătorii de energie din surse eoliene și fotovoltaice dispeceșizabili să-și realizeze compensarea dezechilibrelor.

În vederea creșterii participării producătorilor români de energie pe piețele regionale europene, se prevede ca până în anul 2025 să fie finalizată închiderea inelului principal de transport prin linii de 400 kV și realizarea unor noi puncte de interconectare cu rețelele din zona adiacentă României.

Declararea unor zone de dezvoltare energetică utilizând surse regenerabile

Repartiția potențialului eolian permite valorificarea cu performanțe economice ridicate doar pentru câteva regiuni ale țării. În aceste regiuni se ajunge la concentrarea capacităților de eoliene care provoacă, zonal, o supraîncărcarea și o depășirea a capacității rețelei de transport și distribuție a energiei. În ceea ce privește protecția mediului, în dezvoltarea de până acum s-a constatat că a acționat ca factor limitativ în dezvoltarea de noi parcuri proximitatea cu arealele Natura 2000 precum și suprapunerea cu călcările de migrații ale avifaunei.

Deși potențialul solar este caracterizat de o oarecare uniformitate, dezvoltarea proiectelor solare de mare capacitate a fost limitată prin reglementările privind utilizarea terenurilor agricole și prin capacitatea limitată a rețelelor electrice.

Până în anul 2025, se vor elabora studii care să permită înstituirea a cel puțin zece zone de dezvoltare a centralelor eoliene și fotovoltaice pe teritoriul național, fiecărei zone fiindu-i stabilită delimitarea și capacitatea maximă ce poate fi instalată. În aceste zone de dezvoltare se vor institui proceduri simplificate pentru autorizarea lucrărilor, pentru racordarea la sistem precum și pentru autorizarea lor după punerea în funcțiune.

Asigurarea condițiilor care să permită înlocuirea echipamentelor la sfârșitul ciclului de viață

Marea majoritate a parcurilor fotovoltaice sau eoliene din România au fost realizate și puse în funcțiune în perioada 2010-2016. Pentru că durata de viață a principalelor echipamente din aceste centrale electrice este de 20-30 ani, începând cu anul 2030 o parte dintre acestea vor fi supuse înlocuirii. Din acest motiv, între 2025 și 2030 va fi necesară promovarea unor politici energetice care să permită operatorilor care dețin și exploatează aceste centrale să facă înlocuirile necesare.

După anul 2025 se va stabili, printr-un complex de politici cuprinzând bonificații de natură fiscală în cadrul schemelor de sprijin de care operatorii beneficiază, cu obligația ca aceștia să provizioneze resursele financiare necesare pentru a pregăti centralele pentru un nou ciclu de viață.

Dezvoltarea de capacități mici, distribuite. Prosumatorul

Noi scheme de sprijin pentru stimularea investițiilor în domeniul energiilor regenerabile vor apărea după anul 2020 doar pentru capacități de generare a energiei electrice dezvoltate de către consumatori care, în cadrul schimbului bidirecțional de energie electrică cu rețelele de distribuție, vor fi considerați prosumatori.

Se stabilește limita maximă a puterii instalate în sistemele solare ale prosumatorilor la 750 MW, putere care va fi atinsă până în anul 2030.

Noua directivă actualizată de promovare a SRE (CE 2016b) propune garantarea dreptului consumatorilor individuali și a comunităților locale sau industriale și agricole de a deveni prosumatori și de a fi remunerați pentru energia livrată în rețea, precum și alte mecanisme care înlesnesc această tranziție. Până în anul 2030, promovarea acestei politici se va asigura prin implementarea unor măsuri de garantare a preluării energiei și de valorificare a acestora prin aplicarea unei scheme de tip *feed-in-tariff*, prin accesarea unor programe de finanțare pentru realizarea investițiilor, prin constituirea unor fonduri de garantare care să permită participarea instituțiilor de credit la finanțări, precum și prin reglementări fiscale care permit compensarea tranzacțiilor în dublu sens între prosumatori și operatorii de distribuție. Doar pentru consumatorii casnici se va

asigura sprijin pentru finanțarea investițiilor, astfel încât să poată deveni prosumatori.

Noile capacități de producție care vor putea beneficia de scheme de sprijin trebuie să nu producă congestii în rețelele de distribuție și transport care le vor prelua energia și din acest motiv puterea maximă în regim de furnizare în rețea trebuie să fie egală cu puterea maximă aprobată pentru racordarea consumatorului care urmează a deveni prosumator. Operatorii de distribuție precum și operatorii de transport, pot institui în funcție de gradul de încărcare și topologia rețelelor, limite mai mici ale puterilor instalate, precum și limita maximă a puterii instalate totale pentru înființarea prosumatorilor.

În cadrul programelor de dezvoltare sectorială se va asigura sprijin pentru asigurarea componentei energetice pentru agricultură și industrie. Energia necesară funcționării sistemelor de irigații noi, modernizate sau reabilitate acestora se poate asigura din surse regenerabile, putând fi instalate în acest sens capacități noi care vor debita energia în rețea pentru perioadele de timp în care nu se înregistrează consum propriu. Prosumatorul industrial va beneficia de acces prioritar la rețea, pentru a dezvolta propriile capacități de producție de energie din surse regenerabile, dimensionate astfel încât, pe termen lung, consumul lor propriu să fie egal cu capacitatea de producere a energiei.

Pentru reglementarea schimbului de energie dintre prosumatorii agricoli și cei industriali cu rețeaua, se va institui, până în anul 2022, un mecanism de tip *feed-in tariff*.

Operatorii de transport și de distribuție vor continua să modernizeze și să dezvolte rețelele electrice în concept de rețele inteligente, apte să faciliteze interacțiunea în timp real cu prosumatorul.

VI.2.6. Biomasă și deșeurile cu destinație energetică

Până în anul 2030, consumul de lemn de foc va înregistra o reducere cu circa 20% față de nivelul anului 2018. Cum lemnul de foc are cea mai ridicată pondere în cadrul biomasei scădere, urmare a reducerii consumului de lemn de foc, la orizontul anului 2030 consumul total de resurse energetice provenind din biomasă va scădea la până la valoarea de 39 TWh.

Până în 2030, consumul de biocarburanți va avea o creștere la valoarea de 4,1 TWh/an, valoare suficientă pentru atingerea țintei naționale pentru 2020, de 10% pondere SRE în sectorul transporturi. Biogazul va înregistra o creștere rapidă, până la o producție de 3.500 GWh în 2030, pe fondul dezvoltării sectorului agricol și, în mai mică măsură, al modernizării stațiilor de tratare a apelor uzate.

Până în anul 2030 vor fi dezvoltate mici centrale electrice alimentate exclusiv cu biomasă, biolichide, biogaz, deșeurii și gaze de fermentare a deșeurilor și nămolurilor, până se va ajunge ca astfel de centrale să aibă o putere totală instalată de 139 MW. Cazanele unora dintre centrale termoelectrice actuale vor fi adaptate pentru a permite arderea unui adăos de biomasă. În total în anul 2030, prin arderea biomasei se va asigura o producție de energie electrică de 1,91 TWh.

Până în anul 2020 vor fi elaborate reglementări complete privind utilizarea biomasei pentru producerea de energie electrică astfel încât să se prevină utilizarea nerațională a acestei resurse.

VI.2.7. Deșeurii cu destinație energetică

România produce peste 8,0 milioane tone de deșeurii municipale anual, din care continuă să depoziteze peste 90%.

În urma procesării deșeurilor colectate pe teritoriul României, se pot obține prin prelucrare mecanică următoarele fracții:

- o fracția uscată, cca 20%;
- o fracția reciclabilă, cca 25%;
- o fracția umed-organică, cca 30%;
- o fracția uscat-organică, cca. 25%.

Conform normelor Europene în vigoare, rezultate din Directiva 2008/98/EC, și a principiului de economie circulară, 55% din aceste deșeurii, adică fracția reciclabilă (25%) și fracția umed-organică (30%), trebuie să fie recuperate material (nu incinerate).

Din fracția umed-organică se poate obține:

- o gaz - care poate fi injectat în rețeaua de gaze naturale existentă;
- o GNC (Gaz Natural Comprimat), folosit pentru vehiculele care funcționează pe acest tip de combustibil.

Restul de 45%, adică fracția uscată (20%) și fracția uscat-organică (25%), este un deșeu care, procesat corespunzător, devine un combustibil alternativ care poate atinge valori ale puterii calorifice de până la de 2 ori valoarea puterii calorifice a lignitului.

Fracția uscată și fracția uscat-organică se combină în vederea obținerii unui combustibil solid alternativ (CSS - Combustibil Solid Secundar).

Conform aceluiași norme Europene, deșeurile cu valoare energetică trebuie să îndeplinească anumite norme de calitate pentru a putea fi considerat combustibil alternativ nepoluant.

Combustibilul solid secundar (CSS) se produce deja în multe din țările UE conform reglementărilor naționale care au transpus în legislațiile specifice dispozițiile din Directiva Europeană 2008/98/EC. CSS este definit ca o alternativă viabilă privind „înlocuirea combustibililor convenționali pentru atingerea obiectivelor de mediu și economice cu scopul de a contribui la reducerea emisiilor poluante, inclusiv emisiile de gaze care afectează clima, la creșterea utilizării surselor energetice regenerabile printr-o utilizare durabilă în scopuri energetice”.

Directiva Europeană 2008/98/EC acceptă folosirea CSS ca și combustibil în următoarele situații:

- o termocentrale cu funcționare pe cărbune cu grupuri cu puteri unitare mai mari de 50 MW;
- o fabrici de ciment cu capacități de producție mai mari de 500 t/zi clincher.

Uniunea Europeană consideră ca „neutre” emisiile provenite de la termocentralele care folosesc CSS drept combustibil adăugat în locul celor fosili, reducând în acest fel emisiile de CO₂.

Folosirea CSS va avea și beneficii economice imediate, reducând factura plătită de agenții economici pentru Certificatele de CO₂.

VI.2.8. Energia geotermală

Ținând cont de potențialul ridicat al resursei geotermale în zonele în care acestea au fost identificate, până în anul 2030 se va extinde valorificarea mai ridicată în special pentru asigurarea încălzirii, pentru prepararea apei calde menajere și pentru activități recreative sau balneare. Doar o mică parte din forajele realizate anterior anului 1990 pentru cercetare geologică în care s-a identificat resursa geotermală sunt utilizate pentru valorificarea acestor resurse. Până în anul 2020, se vor lăși programe de evaluare a stării tehnice a acestor foraje astfel încât să se stabilească dacă pot fi folosite în scopul valorificării energiei geotermale. De asemenea, până în anul 2020 se va actualiza cadrul de reglementări astfel încât aceste foraje să poată fi valorificate de către investitori.

VI.2.9. Importuri nete de resurse energetice

România este exportator de energie electrică și produse petroliere, dar în același timp importă cca. 69% din consumul de țel, 10,6% din consumul de gaze naturale, mici cantități de ulei (cca. 3%) și minereu de uraniu. Ținând cont de exporturile de produse petroliere, gradul de dependență de importuri de țel pentru acoperirea consumului intern este de circa 50%.

În 2017, Importul de resurse energetice primare a reprezentat 37,8% din totalul resurselor de energie primară.

Gazele din producția națională joacă în continuare un rol important în unele țări din Regiunea Coridorului Sudic, în special în România, unde acoperirea cererii anuale din producția națională a fost de 89,4% în 2017 și este de așteptat să fie 104% în 2026, Croația (52% în 2017 și 14% în 2026), Bulgaria (2% în 2017 și 35% în 2026), Austria (15% în 2017 și 2026), Italia (12% în 2017 și 14% în 2026) și Ungaria (19% în 2017 și 9% în 2026).

Pe termen mediu, România va fi în continuare principalul producător în regiune, printre țările care au deja o producție națională, cu 46% din producția regiunii urmată îndeaproape de Italia cu 41%.

Informațiile privind producția indigenă a UE au fost colectate de la operatorii de transport și de sistem (TSO). Producția indigenă a UE va continua să scadă în mod semnificativ în următorii 20 de ani. Această scădere ar putea fi ușor atenuată prin dezvoltarea de câmpuri de producție în sectorul românesc al Mării Negre și în Cipru. Producția totală ar putea scădea cu mai mult de 60% până în 2040 sau chiar mai mult, dacă în final dezvoltările non-FID nu vor fi puse în funcțiune.

Într-un asemenea mediu de piață, România are, prin oportunitățile oferite și prin poziția sa geografică, posibilitatea de a deveni un hub regional de echilibrare/tranzacționare care să contribuie semnificativ atât la asigurarea/fluidizarea comerțului transfrontalier cu gaze naturale, cât și a securității energetice a Europei.

VI.3. Energie electrică

VI.3.1. Prețul energiei electrice

Prețul angro al energiei electrice este estimat să crească de la nivelul din prezent, de aproximativ 45,5 €/MWh, (conform datelor din Rapoartele de monitorizare piață de energie electrică ale ANRE, prețul pe piața angro a fost de cca. 36 €/MWh în anul 2015, 34 €/MWh în anul 2016 și 45,5 €/MWh în anul 2017), la un nivel mediu între 60 €/MWh în anul 2030 și 85 €/MWh pentru 2050. Factorii determinanți pentru evoluția prețului sunt costurile (1) de capital pentru tehnologiile de producție a energiei electrice, (2) cu combustibilii, (3) de modernizare și rețehnologizare a infrastructurii de transport și distribuție și (4) cu certificatele ETS de emisii de GES. Pentru proiectele de investiții în noi capacități de producție a energiei electrice, acest interval de preț este referința pentru evaluarea veniturilor viitoare probabile.

Prețul final al energiei electrice la consumatori va rezulta din prețul angro al energiei electrice la care se vor adăuga tarifele de rețea, tariful de serviciu de sistem, taxele și accizele, în funcție de tipul de consumator și de banda de consum. Până în anul 2030, se va înregistra o creștere a prețului energiei electrice cu aproximativ 30% pentru consumatorii industriali și cu 50% pentru consumatorii casnici, în principal ca efect al creșterii prețului angro cu energia electrică, pentru a recupera costurile de producție inclusiv costul anuităților de capital necesar înnoirii parcului de capacități cu tehnologii curate și realizării investițiilor necesare pe tot lanțul energetic.

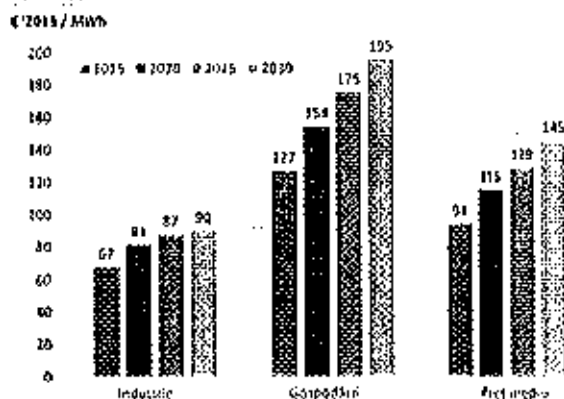


Figura 6 – Prețul final al energiei electrice pe tipuri principale de consumatori (tarife și taxe incluse)

Cererea de energie electrică

Cererea de energie electrică depinde de ritmul creșterii economice, de nivelul de trai, de evoluția sectoarelor Industriale cu potențial de dezvoltare, respectiv de perspectivele utilizării energiei electrice în noi segmente de consum, precum încălzire, răcire, electromobilitate etc.

Scenariile presupun o creștere susținută a nivelului de trai – deci a consumului casnic – și a activității în industria prelucrătoare, dar rezultatele modelării nu indică modificări de substanță la nivel sistemic cu privire la încălzirea electrică și electromobilitate. Rezultatele pentru 2030 sunt influențate de stadiul incipient în care se află aceste tehnologii în România și de inerția inerentă în fața schimbării. Este preconizată însă o creștere susținută a cererii finale de energie electrică, de la circa 60 TWh în prezent până la 73 TWh în 2030.

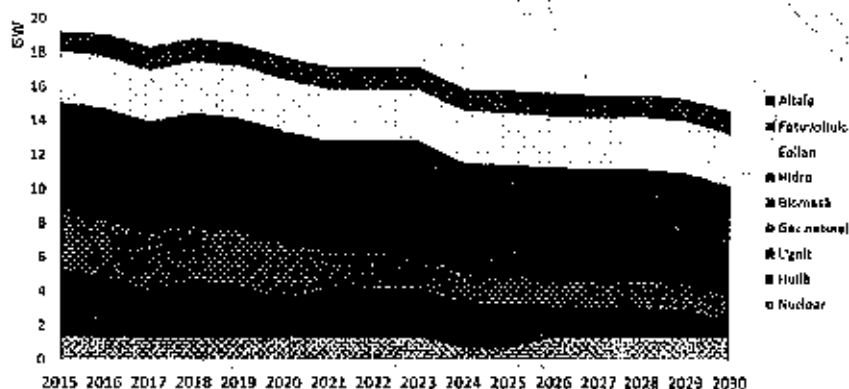


Figura 7 – Disponibilitatea parcului existent de capacități în perioada 2017-2030 (nu includ rezerva).
(Sursă: Ministerul Energiei, pe baza datelor Transelectrica, ANRE și rapoartelor companiilor)

Energia nucleară

Energia nucleară este o opțiune strategică pentru România. Realizarea la timp a prelungirii duratei de viață a Unității 1 de la Cernavodă va mobiliza expertiza nucleară din România. În perioada re tehnologizării Unității 1, va fi necesară asigurarea energiei din surse alternative sau din import. Din acest motiv, ar putea fi justificată amânarea retragerii definitive din uz a unor capacități de cărbune sau gaze.

Extinderea capacităților nucleare la Cernavodă reprezintă o decizie strategică. Proiectul a două noi unități va utiliza în bună măsură infrastructura existentă și va valorifica rezervele însemnate de apă caldă produsă în România. În plus, va asigura continuitatea și dezvoltarea expertizei românești în sectorul nuclear, precum și premisele reînținerii ciclului nuclear complet în România.

VI.3.2. Capacitatea instalată și producția de energie electrică

România își propune să rămână un exportator net important de energie electrică în regiune.

Până în anul 2030, este de așteptat retragerea din funcțiune a capacităților pe bază de gaz natural și cărbune care se află la sfârșitul ciclului de viață și la care nu se justifică modernizarea, pentru a se încadra în standardele de emisii. Pe măsură ce capacitățile vechi sunt retrase în rezervă sau dezafectate, sunt necesare noi capacități în locul lor.

Proiectul Unităților 3 și 4 de la Cernavodă este cel mai mare proiect potențial în România în următoarele decenii, prin urmare a fost abordat specific în modelarea cantitativă.

Luând în calcul aceste considerente, rezultatele modelării cantitative arată oportunitatea extinderii capacităților nucleare din România. Strategia prevede realizarea a două reactoare noi, în condiții de eficiență economică și de respectare a condițiilor tehnice și de mediu convenite la nivel european.

Gazele naturale

România dispune de o capacitate netă instalată pe bază de gaz natural de circa 3.650 MW, din care 1.750 cu cogenerare de energie termică și electrică. 450 MW se află în rezervă, iar alți 1.150 MW se apropie de sfârșitul duratei normale de viață, urmând a fi retrași din uz până în anul 2023. O capacitate nouă de 400 MW este în curs de realizare la Iernut.

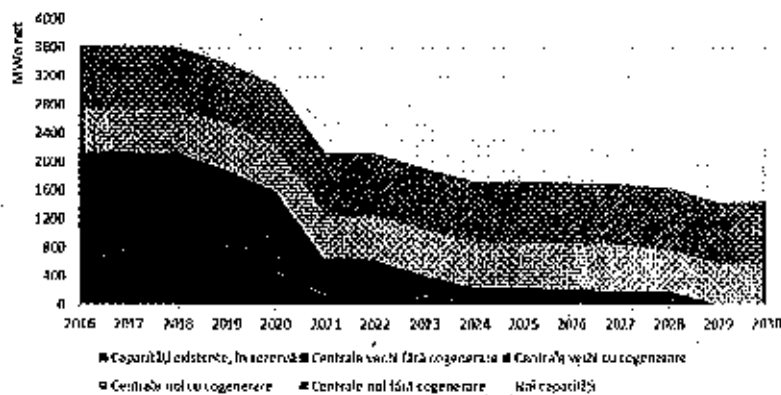


Figura 8 – Evoluția capacităților nete disponibile pe bază de gaz natural (cu și fără cogenerare).
(Sursa: PRIMES, pe baza datelor de intrare validate de Ministerul Energiei)

În locul capacităților vechi care vor fi retrase în rezervă sau dezafectate în viitorul apropiat, sunt necesare investiții în noi capacități, o parte fiind destinate funcționării în cogenerare în localitățile cu SACET funcțional: București, Constanța, Galați și altele. Este cuprinsă aici și înlocuirea capacităților de la fermit. Costul investiției este relativ redus, sub 1.000 €/kW putere instalată, astfel încât se poate asigura finanțarea chiar în condiții de cost ridicat al capitalului, iar turbinele sunt eficiente și flexibile, cu costuri de mentenanță relativ reduse.

Pentru a evita creșterea semnificativă a dependenței de importuri, chiar dacă acestea vor fi disponibile din surse și prin rute alternative, este necesară dezvoltarea zăcămintelor offshore descoperite în ultimii ani în Marea Neagră. Aceasta este o condiție *sine-qua-non* pentru a putea miza pe gazul natural în mixul energiei electrice.

Cărbunele

România deține în prezent 3.300 MW de capacitate netă instalată și disponibilă (inclusiv cele rezervate pentru servicii de sistem) în centrale termoelectrice pe bază de lignit și de hullă, alte capacități fiind în curs de re tehnologizare.

Toate grupurile pe bază de lignit au fost puse în funcțiune în perioada 1970-1990, iar cele mai vechi se apropie de sfârșitul duratei de viață, fiind necesare fie investiții de re tehnologizare pentru extinderea duratelor de viață ale echipamentelor existente, fie înlocuirea lor cu grupuri noi, prin investiții mai mari. Competitivitatea cărbunelui în mixul de energie electrică va 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.



Figura 9 – Evoluția capacităților nete disponibile pe bază de cărbune
(Sursa: PRIMES, pe baza datelor de intrare validate de Ministerul Energiei)

Noi capacități pe bază de lignit trebuie să aibă parametri supra-critici, eficiență ridicată, flexibilitate în operare și emisii specifice de GES scăzute.

Menținerea capacităților pe bază de cărbune impune eficientizarea activității în acest sector pe întregul lanț de producere, inclusiv implementarea de tehnologii care să asigure un nivel al emisiilor corespunzător cerințelor din legislația 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).

După 2030, competitivitatea lignitului este dificil de evaluat pentru grupurile vechi, depinzând inclusiv de materializarea proiectelor noi.

Din rațiuni de securitate energetică, lignitul rămâne, în continuare, o parte semnificativă din mixul energiei electrice și în anul 2030.

Și mai important va fi rolul lignitului în asigurarea adecvanei SEN în situații de stres, precum perioadele de secetă prelungită sau de ger puternic.

Grupurile pe hullă de la Deva, cu excepția grupului 3, vor fi retrase, cu perspective foarte reduse de a fi reparate.

Rezervele de hullă din România sunt imposibil de exploatat în condiții de eficiență economică, ceea ce face improbabilă construirea unor grupuri noi în locul celor retrase.

Hidroenergie

Strategia prevede o creștere ușoară a capacității hidroenergetice prin finalizarea proiectelor aflate în curs de realizare. Rolul esențial jucat de hidroenergie pe plața de echilibrare va trebui întărit prin realizarea la timp a lucrărilor de mentenanță și re tehnologizare.

Capacitățile hidroelectrice pot asigura serviciul tehnologic de sistem (STS), cu variații ale producției instantanee de până la 4.500 MW în 24 de ore.

Hidroelectrica va dispune de un buget de investiții de peste 800 mil € până în 2020 pentru lucrări de modernizare și re tehnologizare la centralele care se află în prezent în exploatare.

Investițiile necesare pentru finalizarea până în anul 2030 a amenajărilor hidroenergetice cu folosință complexă, optimizate conform cerințelor actuale, se ridică la circa 2,5 miliarde euro, care vor fi asigurate atât de către Hidroelectrica cât și de alte companii și autorități beneficiare ale acestor folosințe complexe.

În anul 2030, puterea totală instalată în centralele hidroelectrice din România va ajunge la 7.490 MW, față de 6.741 MW în anul 2018. Urmare a acestei creșteri de capacitate instalată, în anul 2030 producția de energie electrică în hidrocentrale va crește de la 16,55 TWh în anul 2018, până la valoarea de 17,60 TWh.

Sursele regenerabile de energie electrică (SRE-E)

Evoluția tehnologică conduce la scăderea costurilor echipamentelor din domeniul eolian și fotovoltaic, deschiderea unor noi perspective pentru prosumator, dar și implementarea unor politici de stabilire a unui cadru special de reglementare pentru zonele de dezvoltare energetică vor face ca, până în anul 2030, ponderea tehnologiilor regenerabile să crească ușor fără a fi necesară o schemă financiară de sprijin (asimilată unui ajutor de stat). Pe de altă parte, ponderea tehnologiilor regenerabile în sistemul energetic va fi mai mare dacă vor exista tehnologii de stocare a energiei.

În domeniul eolian, în anul 2030 vor fi prezente în sistem capacități cu o putere instalată totală de cca. 4.300 MW ce vor asigura o producție de cca. 11 TWh. Noile parcuri eoliene vor fi realizate în interiorul zonelor de dezvoltare energetică ce vor fi declarate.

Capacitățile fotovoltaice urmează a fi dezvoltate atât sub forma unor parcuri solare de capacitate medie, realizate pe terenuri degradate sau slab productive, cât și sub forma unor capacități mici dispersate realizate de către consumatorii de energie care pot să facă tranziția către prosumator. Până în anul 2030, sistemele fotovoltaice vor atinge o putere totală instalată de cca. 3.100 MWp (o producție de cca. 5 TWh/an).

Schemele de susținere vor fi orientate doar către capacitățile dezvoltate de prosumatori.

Se preconizează ca în anul 2030 să fie în funcțiune centrale care se vor alimenta exclusiv cu biomasă, biolichide, sau deșeuri cu o capacitate totală de 139 MW.

Producția totală de energie electrică obținută prin valorificarea biomasei este estimată în anul 2030 la circa 2 TWh.

Investițiile totale care se vor înregistra până în anul 2030 pentru realizarea de centrale noi sau adaptarea celor existente se situează în jurul valorii de 280 milioane euro. Aceste investiții vor fi asigurate de către operatorii care doresc să valorifice această resursă energetică relativ lefină în proiecte noi sau de către deținătorii de capacități termoelectrice care doresc să-și diminueze costurile prin utilizarea unui mix de combustibil cuprinzând și resurse primare regenerabile.

VI.3.3. Importul și exportul de energie electrică

Atât istoria schimburilor transfrontaliere din ultimii ani, cât și simulările de piață la nivel regional și european au indicat faptul că în balanța SEN domină tendința spre export. Există însă și situații de import, determinate de situația energetică a sistemelor din regiune.

Rezultatele modelării arată că România va rămâne exportator net de energie electrică. Un factor semnificativ

de impact asupra nivelului exporturilor nete este realizarea proiectelor strategice de interes național. Proiectele menționate vor mări exporturile nete de energie electrică de la aproximativ 3 – 7 TWh în ultimii trei ani (în anul 2017, soldul de export a fost de aproximativ 3 TWh, iar în anul 2015 soldul a fost de aproximativ 7 TWh), la 11 TWh anual.

Astfel, România va rămâne un furnizor important de energie electrică și de reziliență în regiune.

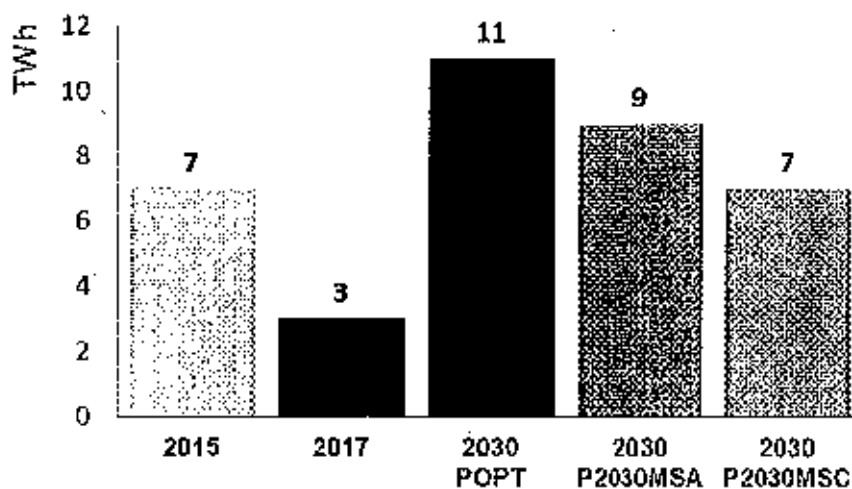


Figura 10 – Exportul net de energie electrică (Sursa: PRIMES)

VI.3.4. Concluzii cu privire la mixul optim al energiei electrice în anul 2030

România deține un mix al energiei electrice echilibrat și diversificat. În el se regăsesc toate tipurile de surse de energie primară disponibile în România la costuri competitive.

Din considerente de securitate energetică, strategia consfințește locul combustibililor tradiționali în mix: hidroenergie, energie nucleară, cărbune și gaze naturale.

Rolul relativ al gazelor naturale și al cărbunelui în mixul energiei electrice după 2025 va depinde de prețul certificatelor de emisii ETS. Proiecțiile curente arată o creștere susținută a costului emisiilor până la 40 €/tonă CO₂ echivalent în 2030, pentru a facilita atingerea țintelor de decarbonare. La acest preț ETS, gazele naturale sunt

competitive în mix față de lignit la un nivel al prețului de 19 €/MWh. Dacă prețul ETS rămâne mai scăzut decât se estimează în prezent, există posibilitatea menținerii prelungite a cărbunelui în mixul energiei electrice, întrucât este improbabilă păstrarea prețului gazelor naturale pe termen lung sub 15 €/MWh.

Fără dublarea producției de energie nucleară, mixul energiei electrice va include cantități mai mari de gaze naturale și de cărbune.

Capacități noi pe bază de SRE intermitente vor continua să se dezvolte fără scheme de sprijin. Un factor determinant pentru viabilitatea proiectelor de SRE este accesul la finanțare cu costuri scăzute de capital. Prin mecanisme adecvate de sprijin, utilizarea biogazului și a deșeurilor va crește ușor, cu precădere în capacități de cogenerare, cu respectarea standardelor de mediu.

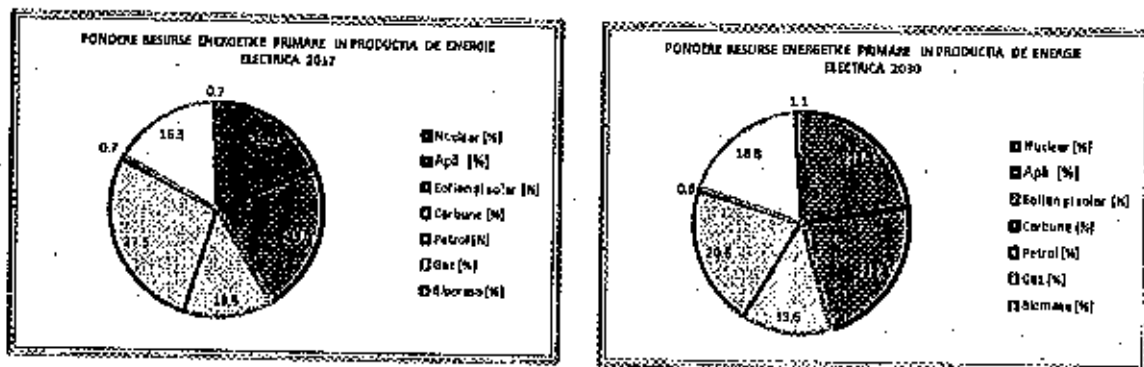


Figura 11 – Mixul producției de energie electrică în 2017 și 2030 (Scenariul Optim)

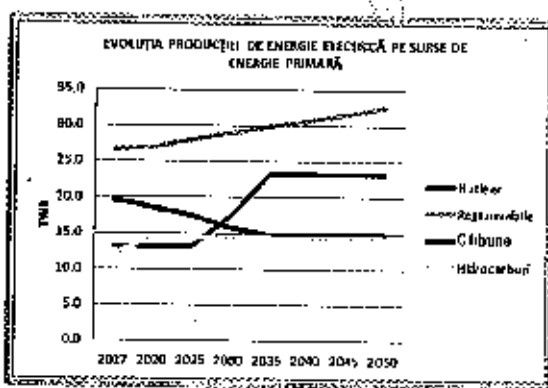


Figura 12 – Evoluția producției nete de energie electrică – energie nucleară, regenerabilă, cărbune și hidrocarburi

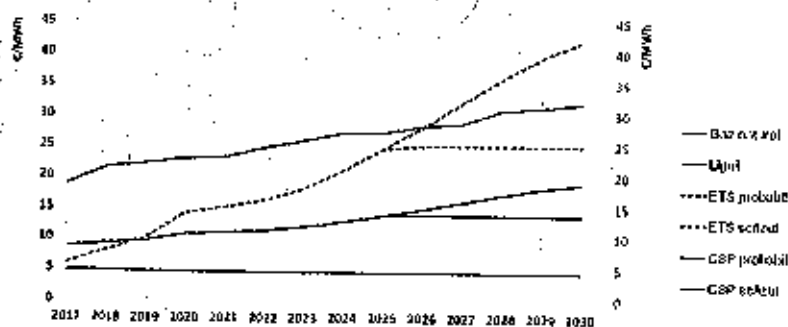


Figura 13 – Prețul estimat al gazelor naturale (CSP) la care acesta devine mai competitiv decât lignitul în mWh. (Sursa: Ministerul Energiei, pe baza datelor PRIMES)

VI.4. Încălzirea și răcirea

VI.4.1. Încălzirea prin sisteme de alimentare centralizată cu energie termică

Raportul României din anul 2015 asupra implementării Directivei privind eficiența energetică (2012/27/UE) prezintă un scenariu de referință și patru scenarii alternative de dezvoltare a sistemelor municipale de alimentare centralizată cu energie termică (SACET) până în 2030. Valoarea totală a investițiilor în rețele în această perioadă variază între 1,3 și 2,6 mld €, în funcție de capacitatea de a asigura sursele de finanțare, și are drept scop inversarea tendinței actuale de debranșare a apartamentelor de la SACET.

După anul 2020, toate scenariile prevăd o revenire a numărului de apartamente conectate la SACET, ca urmare a creșterii prețului la gaze naturale la consumatorii casnici, respectiv a reabilitării rețelelor și creșterii calității serviciilor în tot mai multe localități cu SACET funcționale

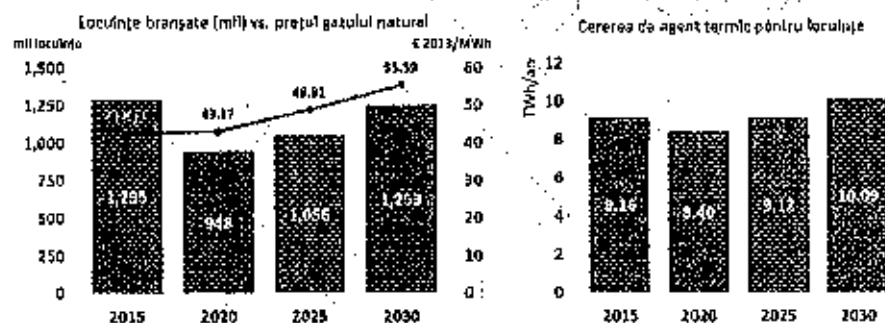


Figura 14 - Încălzirea prin SACET - număr locuințe și cererea totală de agent termic. (Sursa: PRIMES)

Numărul apartamentelor conectate la SACET în 2030 este estimat la 1,25 mil. apartamente, adică revenirea la nivelul din prezent după o scădere în anii următori. Astfel, scenariul optim presupune investiții de aproximativ 4 mld. euro în rețele, cazane de apă fierbinte și noi grupuri de cogenerare pe bază de gaz natural, în locul celor ajunse la capătul duratei de viață și care nu sunt în conformitate cu obligațiile de mediu. Prin lucrările de modernizare, se reduc diferențele de preț al agentului termic dintre localități, reflectând operarea în condiții de eficiență economică a unor sisteme moderne, eficiente, cu pierderi reduse.

Combustibilul principal pentru asigurarea agentului termic în SACET este gazul natural, doar câteva localități utilizând lignit, ulei sau biomasă. Situația este de așteptat să persiste până în 2030. Este de așteptat ca noile ansambluri

Există exemple de bune practici, precum Iași, Oradea, Focșani, Buzău ș.a.m.d. O bună gestionare a sistemului și stabilirea prețurilor agentului termic sub nivelul alternativei - gaze naturale utilizate în centrale de apartament - poate atrage în sistem noile ansambluri rezidențiale construite în ultimii 10 ani, crescând astfel eficiența în exploatarea a SACET-urilor.

În perspectiva anului 2030, țintele de reabilitare termică a blocurilor de locuințe în orașele cu SACET pot determina o scădere considerabilă a cererii de agent termic. De aceea, lucrările de reabilitare și redimensionare a rețelelor de termoficare și dimensionarea noilor centrale de cogenerare trebuie coordonate, anticipând evoluția curbei de consum. Astfel, cererea de agent termic este de așteptat să scadă pentru același număr de apartamente conectate la SACET. Această tendință poate fi atenuată de creșterea veniturilor populației, care va determina o creștere a suprafețelor locuite și un grad de confort sporit dorit de populație.

rezidențiale de lux, să apeleze și la soluția încălzirii electrice, mai scumpă dar mai confortabilă.

VI.4.2. Încălzirea distribuită cu gaze naturale

Centralele termice individuale pe bază de gaze naturale au crescut considerabil în popularitate în ultimii 20 de ani, fiind preferate de gospodăriile rămase fără încălzire centralizată, fie prin falimentul SACET la care erau branșate, fie prin debranșare voluntară. De asemenea, o bună parte a locuințelor noi, atât case cât și blocuri de locuințe, aleg centrala termică pe bază de gaze naturale.

În prezent, există în România mai mult de 2,2 mil gospodării cu centrale termice individuale, majoritatea în mediul urban. Deși astfel de centrale pot asigura fără

probleme confortul termic al întregii locuințe în sezonul rece, o parte a gospodăriilor optează pentru încălzirea parțială a locuinței, din rațiuni economice – în special cele cu locuințe individuale, unde costurile cu încălzirea sunt mai mari.

Gospodăriile ce utilizează gaze naturale pentru încălzire, dar care nu dețin centrale termice individuale, dispun fie de convectoare pe bază de gaze naturale, fie de sobe tradiționale de teracotă. În mediul urban și semi-urban, o practică obișnuită este utilizarea, în paralel, a gazelor naturale și a lemnului de foc în sobele de teracotă. Peste 250.000 de gospodării folosesc astfel de instalații de încălzire.

Gazele naturale vor rămâne combustibilul preferat pentru încălzire în mediul urban în România, cel puțin până în anul 2030. Majoritatea locuințelor noi, care urmează a fi construite până în 2030, vor adopta gazele naturale pentru încălzire, în defavoarea SACET, a biomasei și a energiei electrice (pompe de căldură). În plus, o parte a locuințelor existente urmează să treacă de la SACET sau încălzirea pe

bază de lemn de foc la încălzirea pe bază de gaze naturale. Tranziția este de așteptat să aibă loc în special în mediul urban și semi-urban, cu acces la rețeaua de distribuție a gazelor naturale, chiar dacă va continua extinderea rețelei și în mediul rural.

În anul 2030, proiecțiile arată că aproape 3,2 mii gospodării vor utiliza în principal gaze naturale pentru încălzire. Consumul total de gaze naturale pentru încălzirea directă a locuințelor este de așteptat să crească ușor în următorii ani, influențat de următorii factori: (1) creșterea numărului de locuințe ce utilizează în principal gaze naturale pentru încălzire cu 700.000; (2) creșterea confortului termic în locuințele încălzite cu gaze naturale, concomitent cu creșterea nivelului de trai; (3) scăderea consumului prin creșterea eficienței energetice a locuințelor, determinată inclusiv de liberalizarea prețului la gaze naturale și de creșterea treptată a prețului pe piețele internaționale.

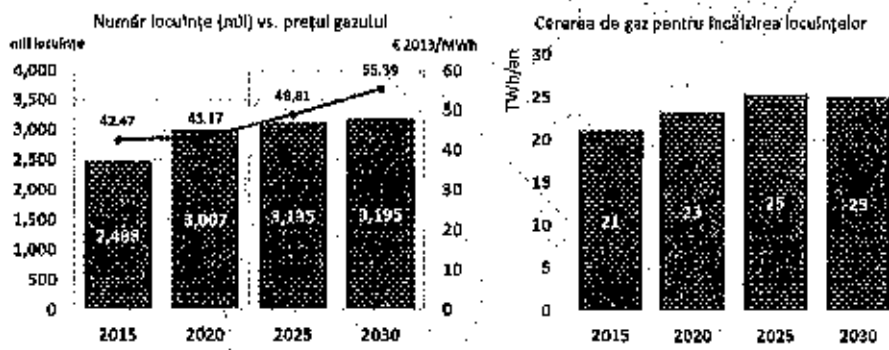


Figura 15 – Încălzirea locuințelor cu gaz natural și cererea totală de gaz (fără gătit și încălzirea apei). (Surso: PRIMES)

Prețul gazelor naturale pentru gospodării este de așteptat să crească de la 42 €/MWh în prezent la 55 €/MWh în 2030. Modelarea prevede o creștere a nivelului de trai al gospodăriilor, într-un ritm cel puțin egal cu cel al creșterii prețurilor, astfel încât nivelul general de sărăcie energetică nu va crește din pricina prețului gazelor naturale.

VI.4.3. Încălzirea cu lemn de foc

Aproximativ 90% din gospodăriile din mediul rural și 15% din cele din mediul urban se încălzesc preponderent cu lemn de foc, în sobe ineficiente, cu ardere incompletă, fără filtre de particule. Încălzirea locuinței este, de obicei, parțială, iar confortul termic scăzut. Este vorba, în total, de aproximativ 3,5 mii locuințe, la care se adaugă câteva zeci de mii de locuințe din zonele muntene, încălzite direct cu cărbune.

Până în 2030, rezultatele modelării indică o tranziție către încălzirea pe bază de gaz natural în mediul urban, renunțându-se treptat la încălzirea cu lemn sau cărbune în sobe ineficiente din motive de poluare a aerului și de confort termic. În mediul rural, fără măsuri suplimentare de sprijin, tranziția către încălzirea cu gaze va avea loc mult mai încet, în localitățile cu rețea de distribuție a gazelor.

Cererea de lemn de foc va intra pe o pantă descendentă și ca efect al izolării termice a locuințelor din mediul rural. Un număr tot mai mare de gospodării, în special locuințe noi, vor adopta instalații eficiente de încălzire pe bază de biomasă, cu ardere completă și fără emisii poluante. Această tranziție către forme de încălzire mai eficiente și mai ecologice cu biomasă se va face simțită tot mai puternic în următorii ani și va continua și după 2030.

Având în vedere faptul că masa lemnoasă necesară încălzirii populației a scăzut semnificativ, au fost inițiate demersurile pentru aprobarea Programului Național de Gaze Naturale prin care urmează a fi extinse rețelele de distribuție a gazelor naturale. Finanțările se vor face din fonduri de la bugetul de stat, bugete locale, fonduri nerambursabile, din fonduri ale operatorilor de distribuție precum și alte surse legal constituite (sursa MDRAP).

Scopul principal al promovării și aprobării Programului Național de Gaze Naturale constă în sprijinirea populației prin asigurarea infrastructurii necesare distribuției gazelor naturale în vederea încălzirii locuințelor și conservarea masei lemnoase existente, precum și protejarea mediului înconjurător. Beneficiarii programului vor fi unitățile administrativ-teritoriale, membre ale Asociațiilor de dezvoltare inter-comunitară, precum și unitățile administrativ teritoriale.

VI.4.4. Încălzirea cu energie electrică și din surse alternative de energie

Prețul scăzut al gazelor naturale în raport cu cel al energiei electrice face ca încălzirea electrică a locuințelor să nu fie economică în România, situație ce nu este de așteptat să se schimbe în mod fundamental până în 2030. Totuși, vârfurile de consum al energiei electrice în România se înregistrează iarna, în perioadele geroase, ca urmare a utilizării intensive a caloriferelor electrice. Presiunea scăzută din rețeaua învechită de transport și distribuție a gazelor naturale, ce pune probleme în special în perioadele cu temperaturi scăzute, explică necesitatea încălzirii electrice pentru scurte perioade de timp.

Încălzirea cu preponderență pe bază de energie electrică în România are potențial în special în locuințele individuale din mediul semi-urban și cel rural, acolo unde se poate justifica economic investiția în pompe de căldură aer-sol, cu eficiență energetică ridicată. Însotită de acumuloare de căldură, încălzirea cu pompe de căldură ar putea fi fezabilă prin utilizarea energiei electrice produse în golul de noapte, reprezentând și o formă de stocare a energiei electrice. Investiția inițială este însă considerabilă, astfel încât este improbabilă penetrarea puternică a pompelor de căldură în lipsa unei scheme de sprijin din partea statului. Continuarea pe termen lung a programului Casa Verde Plus ar încuraja dezvoltarea unei piețe naționale pentru pompe de căldură. Rezultatele modelării nu indică o creștere notabilă a numărului de locuințe încălzite cu pompa de căldură în 2030.

Energia geotermală are un potențial relativ scăzut la nivel național, însă ar putea acoperi o parte considerabilă a cererilor de energie pentru încălzire în unele localități – inclusiv în București, cu alimentare din surse geotermale de București; sunt necesare studii suplimentare cu privire la potențial și la competitivitatea economică a acestor surse de energie, dar și cu privire la eliminarea riscului de

poluare a acviferelor de adâncime prin foraje impropii, astfel încât să poată fi integrată în proiectele de modernizare a rețelilor de distribuție a agentului termic în București.

O bună parte a locuințelor individuale din România și-ar putea asigura o parte a necesarului de apă caldă prin utilizarea panourilor solare termice. Pătrunderea lor este un proces de durată care necesită continuarea și extinderea programului Casa Verde Plus.

VI.4.5. Încălzirea în sectorul serviciilor și instituțiilor publice

Cea mai mare parte a instituțiilor publice (clădiri administrative, școli, spitale etc.) și a clădirilor de birouri utilizează pentru încălzire gaze naturale. Se remarcă și o cotă semnificativă a încălzirii și răcirii pe bază de pompe de căldură aer-aer, ce utilizează energia electrică (32% în 2015). Ponderea energiei electrice în încălzirea clădirilor de birouri este de așteptat să rămână relativ constantă. Nivelul de confort termic în clădirile de birouri este ridicat, nefiind anticipată o creștere considerabilă a cererii.

Există, însă, instituții publice, în special școli în mediul rural, cu sisteme de încălzire deficitare, de obicei pe bază de lemn de foc. Pentru acestea sunt necesare investiții în instalații moderne pe bază de biomasă sau, în funcție de accesul la rețeaua de distribuție, în asigurarea încălzirii cu gaze naturale. Soluționarea acestor probleme trebuie să fie o prioritate pentru autoritățile locale, dar nu are un impact sistemic asupra cererii de energie. Creșterea eficienței energetice a clădirilor de birouri și a instituțiilor publice, în special prin reabilitare termică, va duce la o scădere ușoară a cererii.

VI.5. Mobilitatea. Componenta energetică în sectorul transporturilor

Rezultatele pentru 2030 nu indică modificări de substanță în ceea ce privește utilizarea combustibililor alternativi, întrucât această tranziție este de durată. România, prin vechimea parcului său auto, se află cu aproape 10 ani în urma statelor dezvoltate și va recupera doar parțial acest decalaj în următorii ani.

Pentru 2030, rezultatele modelării indică o creștere considerabilă a parcului auto în România, până la 356 de autoturisme la 1000 locuitori, fără însă a atinge media europeană. Creșterea nivelului de trai va duce la creșterea treptată a ponderii autoturismelor noi în totalul celor nou înmatriculate, astfel încât vechimea medie a parcului va scădea.

Date fiind vechimea parcului auto din România, ponderea mare a mașinilor rulate între cele nou înmatriculate și prețul mediu relativ scăzut al celor achiziționate, Strategia

nu întrevăde o pătrundere puternică a mobilității electrice până în 2030. Modelul PRIMES estimează parcul autoturismelor electrice la 30.000 în 2025 și 126.000 în 2030. Totodată, numărul mașinilor pe bază de hidrogen ar putea depăși 10000.

Poluarea aerului cauzată de autoturisme va scădea considerabil, ca urmare a standardelor tot mai stricte cărora li se conformează generațiile noi. Astfel, rezultatele detaliate ale modelării arată că emisiile totale de particule vor scădea cu 25%, cele de noxe cu 45%, iar cele de monoxid de carbon (CO) cu 70%.

Parcul de autovehicule de transport marfă și persoane

Pentru 2030, Strategia estimează creșterea ușoară a parcului de autobuze și a celui de microbuze la 24.000, respectiv 33.000 de unități. O mică parte a microbuzelor vor avea propulsie hibridă sau electrică. O creștere rapidă este de așteptat pentru parcul autovehiculelor de marfă, cu 45% până la 1,12 mil. dintre care 560.000 de mare tonaj. În 2030, 30% din parcul de autoutilitare de mic tonaj (sub 3,5 tone) urmează să aibă motoare cu tehnologie hibridă, care reduc poluarea la viteze mici, în special în mediul urban. Alte 10% dintre autoutilitarele de mic tonaj ar urma să fie hibride cu baterie, complet electrice sau cu propulsie pe bază de hidrogen sau GPL. Dintre autovehiculele de marfă de mare tonaj, aproximativ 50.000 ar putea avea motoare hibride, iar 25.000 ar utiliza gazul natural comprimat (GNC).

Poluarea aerului este unul dintre efectele negative cele mai pregnante asociate transportului de marfă. De aceea, este îmbucurătoare reducerea emisiilor aferente autovehiculelor de mare tonaj: reducerea emisiilor de noxe cu 50%, a celor de particule cu 60% și a celor de CO cu 70%. Costurile nevăzute ale poluării aerului asociate transportului rutier de mare tonaj se vor înjumătăți, la 95 mil € în 2030.

Transportul feroviar

Transportul feroviar (inclusiv metroul și transportul urban de călători cu tramvaiul) este mai eficient energetic și mai puțin poluant decât cei rutier, fiind încurajat atât la nivel european, cât și în strategiile de dezvoltare durabilă a României.

În preajma anului 2030, prin lucrări substanțiale de modernizare a infrastructurii feroviare, este de așteptat ca distanța parcursă (numărul de vagon-km) pe calea ferată să crească cu circa 50%

Astfel, în timp ce mobilitatea călătorilor în transportul rutier este estimată să crească cu 35%, cea în transportul feroviar va crește cu 40%. Volumul de marfă transportat pe șosele va crește cu 60%, în timp ce transportul feroviar de marfă va înregistra o creștere de 65% (indicatorul tone-

km). Rezultatul este o creștere ușoară a ponderii transportului feroviar în mobilitatea totală: de la 5 la 6% în mobilitatea călătorilor și de la 39 la 40% în volumul transportat de marfă.

Aproape întreaga creștere a activității în sectorul feroviar va fi preluată de locomotive electrice, cererea de motorină urmând să rămână aproape constantă, la aproximativ 120000 tep, cu creșterea la 10% a ponderii biodiesel-ului. Cererea de energie electrică în transportul feroviar va crește de la 1080 GWh în 2015 la 1860 GWh în 2030. Un segment al transportului feroviar este transportul urban de călători cu metroul și tramvaiul. În conformitate cu Strategia de dezvoltare a metroul din București, pentru perioada 2018-2030 se preconizează o creștere a activității cu cea 60%, ceea ce determină un consum estimat de energie electrică în anul 2030 de 285GWh. Prin comparație, cererea de energie electrică în transportul rutier este estimată să crească de la 0 la 500 GWh în 2030, ceea ce înseamnă că transportul feroviar va domina creșterea cererii de energie electrică în sectorul transporturilor până în 2030.

Transportul aerian și cel fluvial

Transportul aerian cu originea sau destinația în România urmează să înregistreze un ritm ridicat de creștere în perioada analizată, comparat cu nivelul prezent, mult inferior statelor occidentale. Astfel, este de așteptat cel puțin o dublare a traficului aerian până în 2030, creșterea eficienței energetice a noulor generații de avioane și o creștere cu 70% a cererii de kerosen, la peste 400.000 tep

Creșterea este estimată la aproximativ 60% pentru distanțe scurte (sub 500 km), la 70% pentru distanțe medii (între 500 și 2500 km) și la 75% pentru distanțe mari (peste 2500 km).

Este puțin probabilă pătrunderea notabilă a carburanților alternativi în transportul aerian înainte de 2030. Astfel, creșterea emisiilor de CO₂ cauzată de traficul aerian este estimată tot la 70%, până la un nivel de 1,2 mil. t CO₂ în 2030. Emisiile curselor interne ale României reprezintă doar circa 10% din total. Emisiile aferente traficului aerian și maritim internațional sunt contabilizate separat, la nivel european și mondial. Impactul poluării aerului prin trafic aerian este asociat în special emisiilor de noxe, ce urmează să crească cu aproximativ 40% – mai puțin decât creșterea cererii de carburant. Ponderea emisiilor de noxe cauzate de transportul aerian în totalul emisiilor de noxe în sectorul transporturi va crește de la 7% în 2015 la 16% în 2030. Costurile nevăzute aferente poluării aerului cauzate de transportul aerian vor crește, la rândul lor, de la 80 la 110 mil € în 2030.

Transportul fluvial în România corespunde aproape în întregime transportului pe Dunăre și pe canalul Dunăre-Marea Neagră. Transportul fluvial de pasageri este limitat

la Delta Dunării, la traversarea fluviului cu bacul și la vase de croazieră. Mai dezvoltat este transportul fluvial de marfă. Rezultatele modelării estimează o creștere cu 35% a volumului de marfă transportat pe Dunăre, cu o creștere aferentă a cererii de energie estimată la 40%, ceea ce poate fi justificat de o creștere a exporturilor și intensificarea traficului în amonte.

Consumul de motorină pentru traficul de marfă pe Dunăre ar urma să crească de la 37.000 tep la 45.000 tep, întrucât Scenariul Optim prevede o pondere de 9% în consumul total pentru gazul natural, respectiv creșterea la 10% a ponderii biodiesel-ului în mixul de motorină. CE urmărește reducerea emisiilor poluante aferente traficului fluvial în Europa prin introducerea combustibililor alternativi, GNL fiind soluția cea mai avantajoasă.

Mixul de energie în sectorul transporturi

Creșterea economică și a nivelului de trai, în paralel cu creșterea calității infrastructurii de transport, induc un ritm rapid de creștere a mobilității în România, cu aproximativ o treime pentru transportul de pasageri și cu două treimi pentru cel de marfă până în 2030.

Consumul total de energie în transporturi va crește cu 16%, de la 5,55 mil tep, la 6,45 mil. tep, limitat de creșterea eficienței energetice a autovehiculelor și a avioanelor. Cererea de energie va crește cu 10% în transportul de călători (de la 4,1 la 4,5 mil tep) și cu 40% în transportul marfă (de la 1,4 la 1,9 mil tep). 73% din creșterea totală a cererii de carburanți este asociată traficului rutier, care va consuma 5,7 mil tep în 2030, cu 18% din creștere asociată traficului aerian. Cea mai mare creștere a cererii de carburanți va veni din partea autocamioanelor – 460000 tep, puțin peste jumătate din totalul creșterii cererii în transporturi.

În ceea ce privește cererea de energie în transporturi pe tipul de carburant până în 2030, modelarea indică o scădere a cererii de benzină cu 20%, de la 1,44 la 1,14 mil tep, în timp ce consumul de motorină va crește cu 13%, de la 3,5 la 4 mil tep. Consumul total de benzină și motorină ar urma să crească cu cel mult 4%.

Creșterea totală a cererii de combustibili petroleri, inclusiv kerosen și GPL, ar urma să fie de 7%. În total, ponderea combustibililor petroleri în totalul cererii de energie în transporturi ar urma să scadă de la 94,6% în 2015 la 87,2% în 2030 – suma ponderilor pentru motorină (62%), benzină (18%), kerosen (6%) și GPL (1%).

Ponderea combustibililor alternativi în totalul cererii de energie pentru transport va crește de la 5,4% în 2015 la 12,8% în 2030. Cei 12,8%, echivalentul energetic a 9600 GWh, reprezintă suma ponderilor de 8,1% pentru biocarburanți, 3,1% pentru energia electrică, 1,5% pentru gazul natural și 0,1% pentru hidrogen. Astfel, este de

așteptat o creștere de 2,5 ori a cererii de biocarburanți, la 520.000 tep; o creștere de 2,2 ori a cererii de energie electrică, la aproape 2400 GWh; și o creștere aproape la fel de mare a cererii de gaz natural, până spre 1100 GWh.

Emisiile de CO₂ aferente sectorului transporturi urmează să atingă aproape 17,4 mil t CO₂ în 2030, o creștere cu 9% față de 2015. Poluarea aerului și emisiile altor gaze cu efect de seră vor scădea însă considerabil: cu 25% cele de particule, cu 37% cele de noxe, cu 40% cele de CO și cu 45% cele de oxizi de sulf. Modelul PRIMES calculează o scădere cu o treime a costurilor nevăzute asociate poluării aerului cauzate de transporturi, la 780 mil € în 2030. Tendința descendentă se va păstra și în perioada 2030-2050, astfel încât costul va ajunge la 410 mil € în 2050, o treime din cel înregistrat în 2015.

VI.6. Eficiența energetică

Eficiența energetică este adesea caracterizată, figurat, ca fiind forma cea mai valoroasă de energie, dat fiind faptul că reduce costurile și impactul negativ asupra mediului înconjurător asociat cu consumul de energie, dar și dependența de importuri de energie. Potențialul cel mai ridicat de creștere a eficienței energetice în România se regăsește în încălzirea clădirilor, în transformarea resurselor energetice primare în energie electrică în centrale termoelectrice, în transportul și distribuția energiei electrice și a gazelor naturale, respectiv în transporturi și în industrie.

VI.6.1. Evoluția intensității energetice

Principala Indicator al eficienței energetice la nivelul economiei naționale, Intensitatea energetică, raportează consumul brut de energie la unitatea de produs intern brut. Datele pentru 2015 arată pentru România o intensitate energetică de 218 tep/mil €2013, cu 75% mai mare decât media europeană. Raportat însă la puterea de cumpărare, intensitatea energetică a României se situează ușor sub media europeană, cu toate că sectorul industrial ocupă o pondere în economie peste media europeană.

Nivelul intensității energetice corespunde structurii economiei naționale și competitivității ei. Principala cale de reducere a valorii intensității energetice constă în dezvoltarea prioritară a ramurilor economice cu valoare adăugată ridicată. Este, de asemenea, necesară izolarea termică a imobilelor, pentru a asigura suportabilitatea costurilor cu încălzirea în condițiile creării pieței unice europene a energiei și a creșterii globale a prețurilor la energie de la nivelul redus din prezent.

Pentru anul 2030, în condiții de creștere economică susținută, modelul PRIMES estimează o scădere a intensității energetice pentru România cu 30%, până la 153 tep/mil €2013. Acest nivel ar urma să fie cu 65% mai mare

decât media europeană, decalajul fiind dificil de redus, deoarece statele membre UE au ținte ambițioase de eficiență energetică.

VI.6.2. Eficiența energetică a clădirilor

Consumul de energie pentru încălzirea și răcirea locuințelor este estimat pe baza spațiului de încălzit, aproximat prin suprafața totală a locuințelor (m^2); a necesarului de energie pentru încălzirea unității de suprafață (kWh/m^2), care depinde, la rândul său, de calitatea izolației termice a locuinței și de numărul de grade-zile (temperatura exterioară); și a faptului că multe locuințe din România sunt încălzite doar parțial (temperatura în interior).

Suprafața celor aproximativ 7,47 mil locuințe ocupate permanent în România în 2015 este estimată la 350 mil m^2 (medie a suprafeței utile de $47 m^2$), din care aproape jumătate sunt locuințe încălzite parțial. Tendința de îmbătrânire a populației va conduce la scăderea ușoară a numărului gospodăriilor, până la 7,14 mil locuințe ocupate permanent în 2030. Suprafața utilă a locuințelor este însă de așteptat să crească cu aproape 40%, la 490 mil. m^2 . Condițiile de locuire vor fi astfel îmbunătățite, prin construcția de locuințe mai spațioase și prin extinderea locuințelor individuale cu suprafețe mici, astfel încât media suprafeței utile va atinge $68 m^2/gospodărie$ în 2030, în creștere cu aproape 50% față de 2015. Creșterea nivelului de trai va duce la un grad mai mare de confort termic în locuințe, cu reducerea numărului celor încălzite doar parțial.

Eficiența în transformare crește prin adoptarea soluțiilor eficiente de încălzire, precum centrale termice moderne, sobe de teracotă înlocuite cu centrale termice pe bază de gaz natural sau pompe de căldură adoptate pe scară mai largă. O parte a acestor investiții se recuperează în scurt timp, făcând obiectul de activitate al companiilor de servicii energetice de tip ESCO. Rezultatele modelării prevăd utilizarea acestui tip de servicii inclusiv pentru clădirile administrative și instituțiile publice, prin reglementarea corespunzătoare a acestui tip de servicii, conform bunelor practici.

VI.6.3. Randamentul centralelor termoelectrice și consumul propriu tehnologic

Centralele termoelectrice din România, construite în mare parte în perioada 1960-1990, au un randament mediu relativ scăzut al transformării energiei primare în energie electrică, de până la 35%. Trebuie precizat că randamentul de proiect al acestor grupuri a fost de 36 – 37 %, comparabil cu cel al altor grupuri similare realizate în aceeași perioadă în alte țări din Europa și din lume. Astfel, în 2017, pentru o producție brută de energie electrică de

29 TWh în centrale termoelectrice, s-au utilizat cărbune, gaz natural și păcură (în cantități nesemnificative) cu un conținut energetic de 86 TWh. Centralele cu cogenerare au valorificat suplimentar 18 TWh sub formă de agent termic pentru încălzire și/sau abur industrial, astfel încât pierderile de transformare au fost de doar 39 TWh. Utilizarea frecventă a centralelor termoelectrice pe piața de echilibrare – și nu în regim de bază cum au fost proiectate – presupune funcționarea la sarcini parțiale, creșteri și scăderi de putere și chiar opriri/porniri frecvente, manevre ce reduc semnificativ randamentul acestora.

În ultimii ani au devenit accesibile și pentru România capacități de producție de puteri unitare mai mici cu aceste tehnologii cu randamente superioare. SC Electrocentrale București a pus în funcțiune în 2008 primul grup energetic în ciclu combinat cu cogenerare de 200 MW, OMV Petrom are în exploatare un ciclu combinat de 840 MW, iar ROMGAZ derulează o investiție pentru un alt ciclu combinat. Și Complexul Energetic Oltenia încearcă realizarea unui parteneriat cu un investitor străin pentru realizarea unui grup energetic pe lignit de cca. 600 MW cu parametri supra-critici. Acesta este un proiect strategic pentru România și este necesară găsirea unei soluții de finanțare de rezervă (cu sprijinul statului) pentru situația în care parteneriatul nu se va materializa în acest an.

Este important ca parcul de capacități pe bază de gaz natural, ce pot asigura și echilibrarea producției intermitente din SRE, să aibă randamente ridicate inclusiv la variații frecvente și rapide de putere, prin utilizarea tehnologiilor de ultimă oră disponibile la cost rezonabil.

Eficiențizarea parcului de centrale termoelectrice va duce la scăderea cererii de energie primară necesară asigurării consumului final de energie electrică și la o reducere semnificativă a emisiilor de gaze cu efect de seră.

Centralele termoelectrice cu tehnologii vechi au avut înțigal un consum propriu tehnologic ridicat (peste 11 %). După 1989, prin lucrările de modernizare care s-au realizat la marea majoritate a grupurilor energetice rămase în funcțiune, consumul propriu tehnologic al termocentralelor s-a redus sub 10 % în 2015, consumul propriu tehnologic total al centralelor termoelectrice cu condensatie și în cogenerare a fost de aproximativ 5250 GWh. Consumul propriu tehnologic va scădea prin înlocuirea centralelor vechi și ineficiente, atunci când ajung la capătul duratei de viață din punct de vedere tehnic sau economic. Rezultatele modelării pentru anul 2030 estimează consumul propriu tehnologic la 4650 GWh, în scădere cu 11% față de nivelul din 2015, pe fondul scăderii producției brute de energie electrică în centrale termoelectrice dar și a utilizării lor sporite pe piața de echilibrare.

VI.6.4. Eficiența energetică în industrie

Eficiența energetică a Industriei raportată la valoarea adăugată brută crescuse, în 2015, cu 23% față de anul 2000, iar rezultatele modelării estimează o creștere suplimentară cu 20% până în 2030. Măsurile adiționale de eficiență energetică devin fezabile economic prin creșterea prețurilor energiei, ajutate și de sumele disponibile pentru programe de eficientizare prin programe europene și guvernamentale.

VI.6.5. Investiții în sectorul energetic

România are nevoie de investiții substanțiale în sectorul energetic în următoarele decenii, în primul rând pentru a asigura continuitatea în aprovizionare a consumatorilor, dar și pentru a participa la tranziția energetică globală și a se număra printre beneficiarii procesului complex de transformare a sectorului energetic în spiritul dezvoltării durabile.

În calitate de stat membru al Uniunii Europene, România este un furnizor de securitate energetică în regiune și în Europa și are potențialul de a-și întări acest rol, contribuind activ prin politica și programele sale la atingerea obiectivelor Uniunii Europene în domeniul energetic.

VI.6.6. Investiții în sectorul petroler

Dat fiind necesarul de investiții al României în domeniul energetic, poziția geografică favorabilă, infrastructura existentă, disponibilitatea și interesul manifestat, România poate juca un rol important în piața energetică europeană.

Relansarea investițiilor în sectorul de explorare și producție precum și în infrastructura de transport și stocare pentru valorificarea rezervelor de gaze naturale este esențială. Finalizarea interconectării sistemului național de transport gaze cu cele ale țărilor vecine și integrarea pieței românești de gaze în piața europeană, precum și regândirea rolului depozitelor de înmagazinare subterană reprezintă factori importanți de diminuare a riscurilor legate de securitatea aprovizionării cu gaze naturale.

Țițeiul și, în special, gazele naturale joacă și vor juca și în viitor un rol important pe piața internă de energie. Factorii care impun ponderea gazelor naturale în balanța de energie primară a României:

- o existența resurselor industriale de gaze naturale la niveluri relativ ridicate;
- o infrastructura existentă de extracție, transport, înmagazinare subterană și distribuție a gazelor naturale extinsă pe întreg teritoriul țării;
- o comparativ cu ceilalți combustibili fosili, gazele naturale au cel mai redus impact asupra mediului înconjurător;

- o poziția favorabilă a României în sistemul de transport internațional din Europa Centrală și de Est;
- o posibilitatea de interconectare a Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul vest-european și la resursele de gaze din zona Mării Caspice și Orientul Mijlociu.

În acest context, Guvernul României acordă o importanță deosebită încurajării investițiilor în vederea descoperirii de noi rezerve de hidrocarburi și creșterii ratei de înlocuire a rezervelor.

În sectorul petroler eforturile investiționale sunt îndreptate, cu precădere, în următoarele direcții:

- o cercetare geologică și geofizică pentru descoperirea de noi rezerve de țiței și gaze naturale, maximizarea ratelor de recuperare, în condiții de randament economic precum și raționalizarea portofoliului;
- o dezvoltarea capacității de înmagazinare subterană a gazelor naturale;
- o menținerea capacității de transport și creșterea siguranței în exploatarea conductelor de transport;
- o dezvoltarea sistemelor naționale de transport țiței și gaze naturale;
- o interconectări bidirecționale ale Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemele adiacente din țările vecine;
- o reabilitarea sistemelor de distribuție gaze prin înlocuirea conductelor corodate din oțel (având durata de viață încheiată sau un grad ridicat de uzură), în principal cu conducte din polietilenă;
- o protecția mediului înconjurător.

Perspectivile privind evidențierea de noi rezerve probabile și posibile sunt condiționate de investițiile ce se vor face în domeniul explorării geologice și geofizice de concesionarii producătorii autohtoni și de companiile străine ce activează pe teritoriul României, precum și de gradul de reușită al sondelor de explorare, în sensul evidențierii de noi zăcăminte.

Pe termen scurt și mediu, în vederea creșterii rezervelor sigure de țiței și gaze naturale, România trebuie să-și asume ca prioritate investiții în tehnologii care să conducă la creșterea gradului de recuperare din zăcămintele existente, iar pe termen lung, în dezvoltarea proiectelor de explorare a zonelor de adâncime (sub 3000 m), a celor onshore cu geologie complicată și a zăcămintelor offshore din Marea Neagră.

Obiectivele strategice ale sectorului petroler

Obiectivul general al strategiei sectorului petroler îl constituie asigurarea condițiilor pentru satisfacerea necesarului de hidrocarburi (țiței și gaze naturale) pe

termen mediu și lung, la un preț accesibil, adecvat unei economii moderne de piață și unui standard de viață civilizat, în condiții de calitate, siguranță în alimentare, cu respectarea principiilor dezvoltării durabile.

Într-un context din ce în ce mai globalizat, demersurile României din sectorul gazifer se realizează în cadrul schimbărilor și evoluțiilor ce au loc pe plan național și european. În acest context politica sectorială a României trebuie să fie corelată cu documentele similare existente la nivel european pentru a asigura convergența politicilor țării noastre cu politica Uniunii Europene în domeniu.

Strategia sectorului gazier urmărește îndeplinirea principalelor obiective ale noii politici energie-mediu ale Uniunii Europene, obiective asumate și de România.

Se vor identifica căile și măsurile pentru realizarea următoarelor obiective:

1. siguranța aprovizionării cu gaze naturale;
2. competitivitate pe piața internă și regională;
3. dezvoltarea durabilă a sectorului gazier, în raport cu obiectivele care vizează protecția mediului și limitarea schimbărilor climatice;
4. atragerea capitalului necesar modernizării și dezvoltării sectorului gazier pe toate componentele sale (producție, transport, înmagazinare, distribuție);
5. dezvoltarea în continuare a unei piețe concurențiale, caracterizată de concurență, transparență și lichiditate.

Necesitățile de investiții în infrastructura energetică trans-europeană la orizontul anului 2030

O analiză a tuturor cheltuielilor de capital previzionate în domeniul transportului de energie electrică, al transportului de gaze, al stocării, al interconectărilor de alimentare cu petrol, al rețelelor de carbon și al potențialelor facilități „power-to-gas” grid injection” evidențiază o cheltuială totală de 229 miliarde de euro în decada 2021-2030 în zona UE28. Această se adaugă la investițiile de infrastructură în valoare de 67 miliarde de euro, care sunt încă în așteptare pentru punere în funcțiune până în 2020.

Politicile adecvate de investiții, stimulate de cadrul de reglementare, vor fi decisive pentru consolidarea lichidității pieței și a securității aprovizionării. În acest sens rezolvarea doar a interconectărilor fizice nu este o condiție suficientă. Trebuie să fie posibil ca gazele naturale să poată fi transferate cu ușurință între diferitele sisteme, prin intermediul interconectărilor „comerciale” realizate prin disponibilitatea serviciilor de transport (în special produse de tip „hub-to-hub” pe termen scurt), oferite în conformitate cu norme comune și armonizate, care să permită operatorilor comerciali să obțină acces, printr-un singur proces de vânzare, la capacitatea de transport de

ieșire a unui sistem și capacitatea de intrare în sistemul interconectat cu acesta. În mod similar, disponibilitatea serviciilor de stocare pe termen scurt permite satisfacerea nevoilor de flexibilitate ale operatorilor comerciali.

Totodată, procesele investiționale trebuie să albe în vedere inclusiv soluționarea aspectelor care vizează scenariile de risc existente în sectorul gazier românesc.

VI.6.7. Investiții în sectorul energiei electrice

Prețul final al energiei electrice este alcătuit din două componente principale: costul total al producției în centralele electrice și costul asociat rețelelor de transport și distribuție. Investițiile se reflectă în costurile cu rețehnologizarea centralelor electrice existente și cu construcția de noi centrale, respectiv costurile cu modernizarea și extinderea rețelelor electrice.

Modelul PRIMES estimează necesarul de investiții aferente rețelelor electrice la aproximativ 500 mil € anual până în 2030. Aceste costuri includ proiectele de interconectare și de dezvoltare a rețelei prevăzute în Planul de Dezvoltare al Tranzelctrică pentru 2016-2025 și continuarea acestuia până în 2030, precum și nivelul estimat al investițiilor în rețele de distribuție. Investițiile includ echipamente și tehnologii ce fac tranziția către „rețelele inteligente” cu comunicare bidirecțională, cu gestune eficiente și cu flexibilitate mai mare în operare. Este estimat și costul dezvoltării treptate a producției distribuite a energiei electrice, cu impact în special la nivelul rețelelor de distribuție. Astfel de investiții nu sunt de natură să crească nivelul tarifelor de rețea.

Cele mai importante obiective de investiții în sectorul de producere a energiei electrice sunt:

- o finalizarea grupurilor 3 și 4 la CNE Cernavodă;
- o realizarea unui grup energetic nou de 600 MW la Rovinari;
- o realizarea Centralei Hidroenergetice cu Acumulare prin Pompaj Tarnița-Lăpuștești;
- o grup energetic nou 400 MW parametrul ultrasupracritic la Turcenal;
- o grup energetic nou 200 MW CCGT- Craiova II, pe gaz cu funcționare flexibilă inclusiv stocarea resurselor energetice în depozitul subteran Ghercești;
- o grup energetic nou 400 MW CCGT pe gaz cu funcționare flexibilă – Mintia;
- o centrala Hidroelectrică Turnu-Măgurele – Nicopole, 500 MW;
- o centrala Hidroelectrică Răstolțița – 35 MW;
- o centralele hidroelectrice de pe râul Jiu – 90 MW;
- o centrale hidroelectrice pe râul Olt (defileu) – 145 MW.

Totalul Investițiilor pentru perioada 2016-2030 este de circa 14 mld €.

VI.6.8. Investiții în sectorul energiei termice

Sistemele de alimentare centralizată cu energie termică (SACET) cuprind două elemente principale: centralele termice sau cu cogenerare de energie termică și energie electrică, respectiv rețelele de distribuție a agentului termic. Mai mult de jumătate dintre cele 60 de localități cu SACET funcțional în România au nevoie de investiții substanțiale în modernizarea distribuției de agent termic, prin înlocuirea vechilor conducte cu altele noi.

Nivelul investițiilor în rețelele de distribuție a agentului termic este estimat între 1,3 și 2,6 mld €, conform celui mai recent studiu al potențialului de încălzire centralizată și cogenerare de înaltă eficiență în România (ME 2015a), remis Comisiei Europene la sfârșitul lui 2015. Investițiile anuale necesare sunt estimate între 87 și 175 mil €, cu nivelul superior asumat în Scenariul Optim, pentru a asigura dezvoltarea pe termen lung a sectorului.

În paralel, este necesară înlocuirea vechilor centrale termoelectrice în cogenerare, ce se apropie de sfârșitul duratei de viață, cu un necesar al investițiilor estimat între 1 și 1,5 mld €. Suplimentar, vor avea loc investiții în înlocuirea unei părți a cazanelor de apă fierbinte ajurise la sfârșitul duratei de utilizare, cu un nivel estimat al cheltuielilor între 45 și 60 mil €/an. Sunt prevăzute investiții în noi capacități de cogenerare, de 90 mil €/an până în 2030 și un minim de 45 mil €/an al investițiilor în cazane de apă fierbinte, fiind preferate unitățile ce produc energie termică și electrică în cogenerare.

VI.6.9. Asigurarea resurselor financiare pentru derularea programelor de investiții

Strategia identifică investiții substanțiale ce sunt necesare pentru modernizarea și re tehnologizarea sistemului energetic românesc în următorii 15 ani. Analiza scenariilor alternative de dezvoltare estimează investițiile totale în sectorul energetic (exclusiv ceea ce ține de consumul energiei) între 15 și 30 mld € pentru perioada 2018-2030, cu o estimare centrală de aproximativ 20 mld €.

În afară de utilizarea capitalului privat și/sau de stat, alte surse importante de finanțare sunt cele puse la dispoziție prin programele de investiții europene – fonduri structurale și cel pentru investiții strategice (care este de așteptat să fie prelungit până în anul 2020 și suplimentat), respectiv cele ale băncilor de investiții și de dezvoltare (BEI, BERD etc.). Un rol important îl pot juca și parteneriatele public-privat, respectiv scheme de investiții precum cele de tip ESCO pentru creșterea eficienței energetice a imobilelor.

Statul poate defini și mecanisme de sprijin pentru anumite tipuri de investiții, precum cele de garantare a veniturilor.

O posibilă sursă importantă de finanțare a investițiilor în sectorul energetic în deceniile următoare o reprezintă veniturile bugetare asociate licitațiilor pentru permisele de emisii aferente sistemului ETS. În funcție de evoluția prețului certificatelor de emisii, aceste venituri vor fi mai mari sau mai mici, însă în orice caz sumele disponibile pentru investiții sunt substanțiale, de ordinul miliardelor de euro în următorii 15 ani.

VII. PERSPECTIVE ALE SECTORULUI ENERGETIC ROMÂNESC ÎNTRE 2030 ȘI 2050

Perspectiva de dezvoltare a sectorului energetic până în anul 2050 este utilă din două motive principale: (1) sectorul energetic are o intensitate ridicată a capitalului, iar multe proiecte au un ciclu investițional lung, astfel încât o bună parte a deciziilor de investiții ce vor avea loc în viitorul apropiat vor continua să își producă efectele în 2050; și (2) politicile energetice și de mediu ale UE, inclusiv țintele pentru anul 2030, sunt construite în jurul obiectivului pe termen lung de a reduce emisiile de GES cu cel puțin 80% până în 2050.

Obiectivul global de atenuare a schimbărilor climatice poate fi îndeplinit doar prin acțiuni și măsuri cu caracter transformator la nivel planșar. O direcție principală de acțiune va fi accelerarea tranziției energetice. Multe dintre transformările pe termen lung ale sectorului energetic pot fi anticipate, dat fiind ritmul lent de înlocuire a infrastructurii energetice.

Evoluția sectorului energetic românesc în orizontul anului 2050

Tendințele de dezvoltare prezentate mai jos se referă la: creșterea rolului sustenabil al biomaselor în mixul energetic; viitorul electromobilității; creșterea ponderii SRE în mixul energiei electrice și utilizarea tehnologiilor CSC; forme de stocare a energiei; eficiența energetică, în special a imobilelor; încălzirea electrică pe bază de pompe de căldură.

Toate aceste evoluții, deși sunt de așteptat să reducă emisiile de GES, ar putea avea un impact puternic asupra mediului, oportunitatea dezvoltării noilor tehnologii la scară largă trebuind analizată minuțios. Cel mai probabil, noi generații ale acestor tehnologii, mai eficiente și mai ecologice, vor fi adoptate la scară largă.

Producția energiei electrice pe bază de tehnologii cu emisii reduse de GES

Perioada 2020-2030 va aduce creșteri moderate ale capacităților de producție a energiei din SRE cu precădere electrice eoliene și fotovoltaice.

Modelarea include doar capacități ce se dezvoltă fără o schemă dedicată de sprijin, în locații cu potențial energetic ridicat, în care proiectele sunt fezabile economic.

Pe măsură ce costul emisiilor de GES crește, iar performanța tehnologiilor eoliene și fotovoltaice crește în raport cu costurile, tranziția energetică se va accelera și în România, prin creșterea ritmului de extindere a centralelor

eoliene, fotovoltaice și a altor tehnologii cu emisii reduse de GES. În paralel, va avea loc o reducere a costului capitalului pentru investițiile în SRE în România. Aceste evoluții sunt de așteptat să aibă un impact puternic în mixul energetic în special după 2030.

Capacitatea netă instalată în centrale pe bază de SRE în anul 2050 presupune investiții mai mari decât simpla adăugare de noi capacități celor existente, întrucât va fi necesară și înlocuirea capacităților existente, instalate în perioada 2010-2016, în momentul în care vor ajunge la sfârșitul duratei de viață, în perioada 2030-2040.

De asemenea, după 2035 se vor crea premise pentru introducerea reactoarelor nucleare de generația IV, mici și modulare (SMR), care vor putea crește ponderea energiei cu emisii scăzute de GES. Realizarea tehnologiei de reactoare rapide răcite cu plumb, cu o contribuție semnificativă a României, va aduce posibilitatea participării la proiecte de investiții pe plan mondial.

Toate scenariile pornesc de la premisa utilizării hidroenergiei și a energiei nucleare pe termen lung în România. Hidroenergia este coloana vertebrală a sistemului energetic, iar energia nucleară adaugă o contribuție esențială la mixul energetic diversificat și echilibrat al României. Alături de hidroenergie, SRE și energie nucleară, mixul energetic cuprinde și cărbunile la orizontul anului 2050. Astfel, rezultatele modelării indică fezabilitatea, începând cu anul 2035, a proiectelor pentru noi centrale termoelectrice pe bază de lignit, cu condiția ca acestea să fie prevăzute cu tehnologia de captură, transport și stocare geologică a CO₂ (CSC). În funcție de scenariu, modelarea arată că ar putea fi construită o capacitate pe bază de lignit prevăzută cu CSC cuprinsă între 300 și 1000 MW.

Stocarea energiei electrice la scară mare

După anul 2030 și, mai ales, după 2040, va apărea necesitatea de a dezvolta noi soluții de stocare a energiei electrice produse în centrale eoliene și fotovoltaice.

În orizontul anului 2050, SEN ar putea necesita capacități ce pot asigura echilibrarea pentru 15-20 GW instalați în centrale cu producție intermitentă. În afară de tipurile de capacități disponibile în prezent, se vor dezvolta sisteme de baterii de mare capacitate, ca soluție marginală pe plată de echilibrare, respectiv numeroase sisteme de baterii de capacități mai mici, distribuite geografic. Două soluții importante, care în prezent sunt costisitoare, dar care ar putea deveni fezabile economic, sunt centralele hidroelectrice cu pompa invers (CHEAP), respectiv, după

anul 2035, procesul de hidroliză pe bază de energie din SRE pentru a produce hidrogen. Hidrogenul poate fi ulterior utilizat fie direct în transport, fie sub formă de gaz de sinteză din SRE, injectat în sistemul de transport/distribuție a gazelor naturale, după ce este adus la standard de metan prin reacția cu CO₂.

Centralele hidroelectrice cu pompaj devin necesare în mixul de capacități în toate scenariile analizate, însă doar după anul 2030. Scenariile prevăd capacități de pompaj invers de aproximativ 1000 MW în anul 2050, cu variații între 850 MW și 1100 MW. Cele două scenarii în care necesarul de capacități de pompaj invers este cel mai scăzut (450 MW, respectiv 750 MW) sunt cele cu decarbonare ambițioasă.

În alte scenarii, necesarul mai scăzut de capacități hidroelectrice cu pompaj este justificat de dezvoltarea, în paralel, a capacităților de producție a gazului de sinteză. Rezultatele modelării pentru două dintre scenarii arată o dezvoltare rapidă a acestei tehnologii după anul 2040, ajungând în 2050 la o producție de 28 TWh gaz de sinteză.

Producția de gaz de sinteză din SRE este binevenită în mixul energetic către sfârșitul tranziției energetice, la orizontul anului 2050, pentru că poate contribui la decarbonarea gazelor naturale. Metanul sustenabil este necesar în procese industriale ce utilizează flacăra, unde este dificil de înlocuit.

Atât pomparea inversă a apei în centrale hidroelectrice, cât și hidroliza au un randament relativ scăzut. Din acest motiv, chiar dacă se dezvoltă astfel de capacități de stocare la scară mare, este preferabilă utilizarea energiei electrice în momentul în care este produsă, respectiv stocarea ei în baterii.

Un rol important în echilibrarea SEN îl vor avea rețelele inteligente și managementul cererii de energie, inclusiv prin creșterea rolului comunităților locale și al prosumatorilor, deținători de mici capacități de stocare distribuite geografic.

Efficiența energetică a imobilelor

Stocul clădirilor din România are o eficiență energetică relativ scăzută, iar consumul specific de energie pentru încălzire și răcire este relativ ridicat, cu o medie națională de 157 kWh/m²/an, în condițiile în care circa jumătate din locuințe sunt încălzite doar parțial. Programele naționale de creștere a eficienței energetice, în paralel cu creșterea costurilor cu energia, vor încuraja investiții în izolarea termică a locuințelor în următorii 15 ani, în toate scenariile de dezvoltare.

După 2030, creșterile suplimentare ale eficienței energetice la încălzire vor fi însă mai costisitoare, presupunând lucrări mai ample și complexe de reabilitare. Astfel, se poate prevedea o scădere a consumului specific de energie pentru încălzire și răcire, între 2030 și 2050, de

la 108 la 81 kWh/m²/an, prin investiții medii anuale de 2,6 mld €.

Consumul total de energie al gospodăriilor va urma în bună măsură necesarul pentru încălzire și răcire. Cererea de energie a gospodăriilor pentru gătit, încălzire, iluminat, electronice și electrocasnice, este de așteptat să crească foarte puțin, ca urmare a adoptării treptate a noilor tehnologii de ecodesign, cu consum specific tot mai scăzut.

Rolul de termen lung al autovehiculului electric în transporturi

Mobilitatea electrică reprezintă o alternativă solidă și credibilă, de termen lung, la motorul cu ardere internă. Gazele naturale, GPL-ul și hidrogenul sunt combustibili alternativi viabili pentru sectorul transporturilor, însă este puțin probabil să ofere o soluție de înlocuire pe scară largă a produselor petrolere în mixul energetic.

Pe de altă parte, principala problemă a autovehiculului electric constă în dificultatea stocării energiei electrice. Din punct de vedere al sustenabilității, se pune și problema emisiilor aferente producției de energie electrică, dominată de combustibilii fosili. Pe termen lung însă, autovehiculele electrice sunt de așteptat să dețină un rol central, pe măsură ce crește eficiența bateriilor, respectiv producția în cantități mari a energiei electrice curate.

Tranziția de la motorul cu ardere internă către cel electric este probabil să aibă loc trecând prin etapa intermediară a autovehiculelor hibride (echipate cu ambele tipuri de motor), cu sau fără alimentare din rețeaua de energie electrică. Cea mai timpurie dezvoltare o vor avea autovehiculele hibride pentru care motorul electric are doar un rol marginal, la viteze mici, în traficul urban.

Etapă a doua va consta în creșterea numărului de autovehicule hibride de tip plug-in, a căror baterie de capacitate medie se poate încărca de la o sursă externă de energie electrică.

În fine, a treia etapă va consta în creșterea rapidă a ponderii autovehiculelor pur electrice, cu baterii de mare capacitate, pe măsură ce costul lor scade, iar energia electrică provine în cea mai mare parte din surse cu emisii scăzute de GES.

Pentru România, nu este oportună traversarea acestor pași mai rapid decât este eficient din punct de vedere economic, cu excepția unor scheme de sprijin de amploare limitată pentru dezvoltarea infrastructurii publice de reîncărcare și o susținere marginală a prețelor în etapele incipiente de dezvoltare, coordonată cu dezvoltarea industriei autovehiculelor electrice în România.

Astfel, aproape 60% din parcul auto ar urma să aibă, în 2050, o formă de propulsie electrică. Dintre autovehiculele

pe motorină și benzină, o bună parte ar putea folosi produse energetice pe bază de biomasă. Bineînțeles, tranziția către electromobilitate poate avea loc mai rapid sau mai lent, în funcție de evoluția factorilor principali explicați mai sus.

Consumul de energie al României între 2030 și 2050

Analiza consumului de energie pe tipuri de resurse și pe segmente ale cererii nu arată schimbări majore în consumul de energie pe segmente de cerere și pe sectoare de activitate, dar vor avea loc transformări importante în mixul energetic, remarcate în special în cererea diferitelor tipuri de energie la nivel sectorial și din punct de vedere al tehnologiilor utilizate.

Consumul brut de energie primară pe tipuri de resurse

Rezultatele modelării pentru Scenariul Optim indică o scădere cu 7% a cererii de energie primară între 2030 și 2050, de la 394 TWh, la 365 TWh. Scade, de asemenea, ponderea combustibililor fosili în mixul de energie primară, de la 61%, la 47%, fiind înlocuți de SRE.

În industrie, consumul de energie finală va scădea ușor de la 80 TWh în 2030 la 75 TWh în 2040, urmat de creștere ușoară până la 77 TWh în 2050.

Consumul final de energie în industria energo-intensivă prezintă o tendință similară celui din industrie, în ansamblu; după o scădere de la 45 TWh în 2030 la 40 TWh în 2040, consumul rămâne relativ constant la acest nivel, în toate scenariile, până în 2050.

În sectorul rezidențial, consumul final de energie rămâne la un nivel similar celui din prezent, de circa 86 TWh până în 2040, urmat de o scădere la 79 TWh în 2050. Rezultatele prezintă, în acest caz, o evoluție de mijloc, în cadrul unui tipar relativ consistent cu celelalte scenarii, cu scădere mai puternică de consum doar în scenariile cu politici ambițioase de decarbonare, prin investiții substanțiale în eficiența energetică a imobilelor.

În sectorul serviciilor, se preconizează un consum stabil de energie între 2030 și 2050, în jurul valorii de 23 TWh. Consumul în agricultură este de aproximativ 4 TWh. Nivelul este unul mediu, situat între proiecțiile de ușoară creștere ale Scenariului de Referință și cele de ușoară scădere, ale scenariului ambițios de decarbonare.

Consumul final de energie în sectorul transporturi prezintă o creștere lentă de la 75 TWh în 2030 la 77 TWh în 2035, urmată de o scădere graduală până la 74 TWh în 2050.

În total, consumul brut de energie finală este așteptat să scadă ușor, de la 269 la 257 TWh.

Ponderea segmentelor de consum rămâne aproximativ aceeași în perioada 2030-2050.

Consumul brut de energie finală pe tipuri de resurse

Consumul final de produse petrolere înregistrează evoluții puternic divergente de la scenariu la scenariu.

Consumul final de gaz natural rămâne constant între 2030 și 2050, la nivelul de 68 TWh. Nivelul maxim al cererii este estimat în jurul nivelului de 73 TWh, iar nivelul minim, de la 63 TWh în 2030, la 47 TWh în 2050.

Evoluția cererii tuturor combustibililor fosili este condiționată de prețul lor, de nivelul de ambiție al politicilor de decarbonare, respectiv de prețul european al certificatelor de emisii ETS.

Consumul de energie finală din biomasă și deșeuri poate înregistra o creștere notabilă, de la 45 TWh în 2030, la 53 TWh în 2050.

Consumul final de energie electrică prezintă un tipar robust și consistent de creștere în toate scenariile studiate.

Consumul final de abur ar putea înregistra o scădere lentă de la 18 TWh în 2030, la 17 TWh în 2050.

În ceea ce privește ponderea energiei electrice în consumul final de energie, modelarea indică o tendință clară și solidă de creștere, de la 19% în 2030 la 25% în 2050.

Ponderea gazelor naturale în consumul final de energie pe termen lung prezintă o cotă aproape constantă, la un nivel de circa 25%.

Producția și importurile nete de energie între 2030 și 2050

Producția totală de energie primară va prezenta o ușoară scădere, de la 304 TWh (echivalentul a 26,2 mil tep) în 2030 la 287 TWh în 2050.

Producția totală de cărbune va scădea de la 32 TWh în 2030 la 12 TWh în 2050, în continuarea tendinței de diminuare a cărbunelui în mixul energetic (45 TWh în 2020).

Se estimează că producția de petrol își va continua tendința de scădere lentă între 2030 și 2050; de la 22, la 13 TWh (1,93 la 1,15 mil tep).

Producția de gaz natural va scădea, după ce atinge un nou vârf de 132 TWh în 2025, ca urmare a producției din Marea Neagră, la 96 TWh în 2030 și la 65 TWh în 2050.

Producția de energie din SRE va crește în ritm susținut, de la 86 TWh în 2030 la 129 TWh în 2050. Tendința de creștere este consistentă în toate scenariile rulate.

Producția totală de energie pe bază de biomasă și deșeuri prezintă, în toate scenariile, o creștere consistentă în perioada analizată, 2030-2050. Este notabilă tendința de accelerare a producției pe bază de biomasă după 2030, prin dezvoltarea tehnologiilor moderne și eficiente la scară largă, în special în mediul rural.

Evoluția dependenței de importuri de energie prezintă diferențe de la scenariu la scenariu. Țițelul rămâne principala formă de energie importată în România în toată perioada analizată și în toate scenariile.

Estimarea investițiilor în sectorul energetic în intervalul 2030-2050

Vor fi necesare investiții susținute și în intervalul 2030-2050. Cheltuielile de investiții în sectorul energetic vor fi, între 2031 și 2050, de circa 15 mld euro, ceea ce revine la o medie anuală de 750 mil euro.

Participarea echitabilă la atingerea țintelor UE28 în 2030 și 2050

România își va îndeplini angajamentul european cu privire la țintele naționale pentru eficiența energetică, energia regenerabilă și emisiile de GES pentru anul 2020, un efort susținut suplimentar fiind necesar doar pentru creșterea cotei de SRE în transporturi (SRE-T) la 10%. Efortul strategic în următorii ani va consta în principal în imprimarea unei direcții de evoluție a sectorului energetic conform cu obiectivele strategice prioritare, inclusiv participarea la procesul îndelungat și complex de transformare pentru atenuarea schimbărilor climatice.

În acest context, rezultatele modelării cantitative a sectorului energetic din România pentru perioada 2016-2030 fundamentează mandatul de negociere al României pentru stabilirea țintelor indicative naționale pentru 2030 cu privire la emisiile de GES, SRE și eficiența energetică, în mod echitabil. Mai jos sunt prezentate succint rezultatele modelării pentru 2030. În toate scenariile, cu privire la cota de SRE, emisiile de GES și eficiența energetică.

Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră

România își redusese în 2015 emisiile de GES cu 54% față de 1990, mult peste nivelul mediu de 20% stabilit ca țintă UE28 pentru 2020 și ținta de 40% pentru 2030. Scăderea este, în primul rând rezultatul unui proces amplu și dificil de transformare a sectorului industrial, ce poate fi considerat în bună măsură încheiat.

Industria rămâne principalul motor de creștere economică sustenabilă pentru România și are premise foarte bune de dezvoltare în deceniile următoare, în special în producția de mașini, utilaje și echipamente, cu valoare adăugată tot mai ridicată. Pe termen scurt, creșterea eficienței

energetice și scăderii emisiilor de GES nu vor mai progresa la fel de substanțial. Scăderea emisiilor de GES va avea loc într-un ritm mult mai lent decât cel din ultimii 25 de ani, fiind rezultatul concertat a mici îmbunătățiri în toate sectoarele de activitate. Un rol primordial îi vor avea însă eficientizarea consumului de energie și creșterea ponderii energiei curate în mixul energetic.

Pentru 2030, rezultatele modelării indică o scădere suplimentară a emisiilor totale de GES cu 6-9%, până la 60-63% față de 1990. În valoare absolută, emisiile anuale se vor reduce de la 116 mî. t_{CO2} echivalent în 2015 la 94-102 mî. t_{CO2} echivalent în 2030. Vor contribui atât sectoarele cuprinse în sistemul ETS, cât și activitățile non-ETS.

Emisiile de GES cuprinse în sistemul ETS s-au redus în România cu 43% în perioada 2005-2015, de la 75 la 43 mil t CO₂ echivalent. Ținta medie UE28 pentru 2030 de reducere a emisiilor ETS este de 43% față de situația din 2005, nivel atins deja de România.

În finețeles, prin participarea la sistemul ETS, România va continua să reducă emisiile de GES aferente – cel mai probabil la un nivel cuprins între 30 și 35 mil t CO₂ echivalent, în funcție de evoluția mixului energetic. În situația în care prețul certificatelor de emisii ETS rămâne însă, la nivel european, la o valoare mai scăzută decât este necesar pentru atingerea țintelor de decarbonare, emisiile de GES cuprinse în sistemul ETS vor fi mai ridicate. Nu există și nu sunt necesare ținte naționale pentru emisiile de GES acoperite de schema ETS.

Pentru emisiile de GES non-ETS, CE a propus pentru România o țintă de reducere cu 2% în 2030 față de nivelul din 2005, în timp ce media pentru UE28 este o reducere de 35%. Această țintă este echitabilă și ține cont de necesarul României de a crește consumul de energie în tandem cu creșterea economică, în special în anumite sectoare non-ETS precum transporturile și încălzirea locuințelor.

Pe scurt, România contribuie echitabil la procesul de decarbonare al UE28, cu o reducere de cel puțin 60% a emisiilor de GES totale în 2030 față de 1990, în toate scenariile analizate. La nivel european, reducerea medie de 60% urmează a fi ținta intermediară pentru anul 2040.

Creșterea rolului SRE în mixul energetic

România ar putea introduce un mecanism de sprijin pentru dezvoltarea potențialului biomasei în forme moderne și eficiente, însă dezvoltarea în continuare a parcurilor eoliene și solar fotovoltaice va continua, probabil, doar atunci când costul acestor tehnologii le face competitive fără scheme de sprijin. Acest lucru este de așteptat să albească în următorul deceniu, prin urmare se vor construi noi capacități eoliene și fotovoltaice în România, chiar în absența unei scheme de sprijin, după anul 2020.

Factorii cel mai importanți ce vor determina ritmul de dezvoltare a capacităților regenerabile sunt (1) evoluția costului tehnologiilor SRE, (2) costul cărbunelui și al gazelor naturale și (3) prețul ETS. Toate aceste elemente de cost sunt dificil de anticipat, însă cel mai mare grad de incertitudine este cu privire la prețul ETS.

Un preț relativ scăzut al ETS, ceea ce nu ar conduce la ieșirea cărbunelui din mixul energiei electrice, dar ratează astfel îndeplinirea țintelor de decarbonare, ar păstra cota SRE-E la un nivel apropiat de cel din prezent, sub 45%. Mult mai probabilă este însă creșterea prețului ETS către nivelul minim, ceea ce ar permite totuși atingerea țintelor de decarbonare. La acest nivel de preț ETS, cota SRE-E va crește la 52% în 2030.

Un alt factor ce va influența considerabil, pe termen scurt și mediu, dezvoltarea producției de SRE-E este nivelul costului capitalului pentru finanțarea investițiilor. România are unul dintre cele mai ridicate niveluri ale costului capitalului din UE28, ceea ce înseamnă că, de exemplu, este considerabil mai scumpă construirea unei turbine eoliene în România decât în Germania. În lipsa unui mecanism european de garantare a investițiilor în SRE, România va fi puțin atractivă pentru noi investiții, încetinind ritmul de creștere a ponderii SRE.

Ponderea SRE în consumul brut de energie finală pentru încălzire și răcire

Încălzirea clădirilor și utilizarea aerului condiționat în procese industriale reprezintă principalul segment de consum energetic, mai important decât energia electrică sau consumul în transporturi. În 2015, România a acoperit din SRE mai mult de 28% din consumul brut de energie finală pentru încălzire și răcire (ponderea SRE-IR). Evoluția

acestui indicator va determina în cea mai mare măsură cota totală SRE în 2030.

Scenariile ce arată o tranziție rapidă către forme moderne de utilizare a biomaselor pentru încălzire și trecerea unui număr însemnat de localități rurale la încălzire pe bază de gaz natural și cu pompe de căldură arată o scădere a ponderii SRE-IR cu 5%, la 23% în 2030. Este improbabilă o modificare atât de profundă a modului de încălzire a locuințelor, dar este clară tendința de scădere ușoară a ponderii SRE-IR. Dacă transformarea modului de încălzire și izolarea termică a locuințelor au loc lent și sunt limitate în principal la mediul urban, ponderea SRE-IR ar putea crește ușor, la cel mult 30%.

Ponderea SRE în consumul brut de energie finală în transporturi (SRE-T)

România își va atinge ținta pentru SRE-T de 10% în 2020, însă este puțin probabilă o creștere ulterioară rapidă a volumului de biocarburanți, nu în ultimul rând din cauza considerențelor de sustenabilitate a producției lor. În perioada 2020-2030, ponderea SRE-T va crește în special ca urmare a creșterii ponderii mobilității electrice, pe segmentele feroviar și rutier. Astfel, în funcție de ritmul de penetrare a autovehiculelor hibride și a celor electrice, ponderea SRE-T în 2030 ar putea ajunge la 13-15%.

Creșterea cu 3-5 puncte procentuale nu este neglijabilă, venind pe fondul unei creșteri susținute a sectorului transporturilor. Ea anticipează o creștere mult mai rapidă în perioada 2030-2050.

ACTUALIZAREA PERIODICĂ A STRATEGIEI ENERGETICE

Ministerul Energiei monitorizează în permanență sectorul energetic, inclusiv stadiul de implementare a Strategiei Energetice 2018-2030, cu perspectiva anului 2050. Planurile de acțiune și măsurile necesare pentru îndeplinirea obiectivelor strategice vor fi urmărite îndeaproape, pentru a asigura sursele de finanțare și derularea în condiții optime a proiectelor de investiții.

Actualizarea periodică a Strategiei ține cont de schimbările care au loc pe plan local, regional, european și mondial. Transpunerea în practică a Strategiei Energetice este corelată cu contextul național și internațional, ambele evoluând în interdependență dinamică.

Transformarea climatului economic impune noi tendințe de dezvoltare a societății și a nevoilor acestora. Noile tehnologii și produse energetice reorientează alegerile de

investiții, încrederea în procesele energetice, precum și structura sistemului electroenergetic.

Pentru a răspunde modificărilor de context, o dată la cel mult cinci ani, vor avea loc:

- actualizarea datelor și a analizei de sistem;
- o nouă analiză calitativă a tendințelor din sistemul energetic național;
- redefinirea scenariilor și o nouă modelare cantitativă;
- revizuirea țărilor și a priorităților de acțiune.

Strategia Energetică se bazează pe dezvoltarea piețelor concurențiale de energie electrică, gaze naturale și alte resurse primare, ceea ce conduce la nevoia de noi abordări, o dată cu modificarea tendințelor de piață.

Abrevieri

ANRE	Agencia Națională de Reglementare în domeniul Energiei
ANRM	Agencia 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	Complexul Energetic Hunedoara
CEO	Complexul Energetic Oltenia
CNU	Compania Națională a Uranului
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	Agencia 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>
PRIMS	Price-Induced Market Equilibrium System, sula de modele utilizate în modelarea cantitativă
RADET	Regia Autonomă de Distribuție a Energiei Termice din București
RET	ratea 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 țigăi)
SRE	surse regenerabile de energie
STS	serviciul tehnologic 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-ora, echivalentul unui miliard de kilowați-ora (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)

