

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

|  |
| --- |
|  |

Cuprins

[CUVÂNT ÎNAINTE 5](#_Toc525029848)

[INTRODUCERE 6](#_Toc525029849)

[I. VIZIUNEA STRATEGIEI ENERGETICE 8](#_Toc525029850)

[II. OBIECTIVELE STRATEGICE FUNDAMENTALE 9](#_Toc525029851)

[II.1. Energie curată și eficiență energetică 9](#_Toc525029852)

[II.2. Asigurarea accesului la energie electrică și termică pentru toți consumatorii 9](#_Toc525029853)

[II.3. Protecția consumatorului vulnerabil și reducerea sărăciei energetice 9](#_Toc525029854)

[II.4. Piețe de energie competitive, baza unei economii competitive 9](#_Toc525029855)

[II.5. Modernizarea sistemului de guvernanță energetică 9](#_Toc525029856)

[II.6. Creșterea calității învățământului în domeniul energiei și formarea continuă a resursei umane 9](#_Toc525029857)

[II.7. România, furnizor regional de securitate energetică 10](#_Toc525029858)

[II.8. Creșterea aportului energetic al României pe piețele regionale și europene prin valorificarea resurselor energetice primare naționale 10](#_Toc525029859)

[III. PROGRAMUL DE INVESTIȚII STRATEGICE DE INTERES NAȚIONAL 11](#_Toc525029860)

[III.1. Finalizarea grupurilor 3 şi 4 la CNE Cernavodă 11](#_Toc525029861)

[III.2. Realizarea unui grup energetic nou, de 600 MW la Rovinari 11](#_Toc525029862)

[III.3. Realizarea Centralei Hidroenergetice cu Acumulare prin Pompaj Tarnița-Lăpuștești 12](#_Toc525029863)

[III.4.   Complexul Hidrotehnic Turnu Măgurele-Nicopole 12](#_Toc525029864)

[IV. CONTEXTUL ACTUAL 14](#_Toc525029865)

[IV.1. Contextul global 14](#_Toc525029866)

[IV.2. Contextul european – Uniunea Energetică 15](#_Toc525029867)

[IV.3. Contextul regional: Europa Centrală și de Est și Bazinul Mării Negre 17](#_Toc525029868)

[IV.3.1. Interconectarea rețelelor de transport al energiei 17](#_Toc525029869)

[IV.3.2. Geopolitica regională 19](#_Toc525029870)

[IV.4. Sistemul energetic național: starea actuală 19](#_Toc525029871)

[IV.4.1. Resursele energetice primare 19](#_Toc525029872)

[IV.4.2. Rafinarea și produsele petroliere 23](#_Toc525029873)

[IV.4.3. Piața internă de gaze naturale, transportul, înmagazinarea și distribuția 23](#_Toc525029874)

[IV.4.4. Energie electrică 25](#_Toc525029875)

[IV.4.5. Eficiență energetică, energie termică și cogenerare 26](#_Toc525029876)

[IV.4.6. Energie termică și cogenerare 27](#_Toc525029877)

[IV.4.7. Campionii regionali ai domeniului energetic românesc 27](#_Toc525029878)

[V. MĂSURI ȘI ACȚIUNI PENTRU ATINGEREA OBIECTIVELOR STRATEGICE 30](#_Toc525029879)

[VI. EVOLUȚIA SECTOARELOR ENERGETICE NAȚIONALE PÂNĂ ÎN ANUL 2030 34](#_Toc525029880)

[VI.1. Consumul de energie 34](#_Toc525029881)

[VI.1.1. Cererea de energie pe sectoare de activitate 34](#_Toc525029882)

[VI.1.2. Mixul energiei primare 34](#_Toc525029883)

[VI.1.3. Consumul de energie finală 36](#_Toc525029884)

[VI.2. Resurse energetice primare: producție internă și importuri 36](#_Toc525029885)

[VI.2.1. Țiței 36](#_Toc525029886)

[VI.2.2. Gaze naturale 36](#_Toc525029887)

[VI.2.3. Cărbune 37](#_Toc525029888)

[VI.2.4. Hidroenergie 37](#_Toc525029889)

[VI.2.5. Energie eoliană şi solară 39](#_Toc525029890)

[VI.2.6. Biomasă cu destinație energetică 40](#_Toc525029891)

[VI.2.7. Deșeuri cu destinație energetică 40](#_Toc525029892)

[VI.2.8. Energia geotermală 41](#_Toc525029893)

[VI.2.9. Importuri nete de resurse energetice 41](#_Toc525029894)

[VI.3. Energie electrică 42](#_Toc525029895)

[VI.3.1. Cererea de energie electrică 42](#_Toc525029896)

[VI.3.2. Capacitatea instalată și producția de energie electrică 42](#_Toc525029897)

[VI.3.3. Importul și exportul de energie electrică 45](#_Toc525029898)

[VI.3.4. Concluzii cu privire la mixul optim al energiei electrice în anul 2030 45](#_Toc525029899)

[VI.4. Încălzirea 46](#_Toc525029900)

[VI.4.1. Încălzirea prin sisteme de alimentare centralizată cu energie termică 46](#_Toc525029901)

[VI.4.2. Încălzirea distribuită cu gaze naturale 47](#_Toc525029902)

[VI.4.3. Încălzirea cu lemn de foc 48](#_Toc525029903)

[VI.4.4. Încălzirea cu energie electrică și din surse alternative de energie 48](#_Toc525029904)

[VI.4.5. Încălzirea în sectorul serviciilor și instituțiilor publice 49](#_Toc525029905)

[VI.5. Mobilitatea. Componenta energetica in sectorul transporturilor 49](#_Toc525029906)

[VI.6. Eficiența energetică 51](#_Toc525029907)

[VI.6.1. Evoluția intensității energetice 51](#_Toc525029908)

[VI.6.2. Eficiența energetică a clădirilor 51](#_Toc525029909)

[VI.6.3. Randamentul centralelor termoelectrice și consumul propriu tehnologic 51](#_Toc525029910)

[VI.6.4. Eficiența energetică în industrie 52](#_Toc525029911)

[VI.6.5. Investiții în sectorul energetic 52](#_Toc525029912)

[VI.6.6. Investiții în sectorul petrolier 52](#_Toc525029913)

[VI.6.7. Investiții în sectorul energiei electrice 54](#_Toc525029914)

[VI.6.8. Investiții în sectorul energiei termice 54](#_Toc525029915)

[VI.6.9. Asigurarea resurselor financiare pentru derularea programelor de investiții 55](#_Toc525029916)

[VII. PERSPECTIVE ALE SECTORULUI ENERGETIC ROMÂNESC ÎNTRE 2030 ȘI 2050 56](#_Toc525029917)

[ACTUALIZAREA PERIODICĂ A STRATEGIEI ENERGETICE 61](#_Toc525029918)

[Abrevieri 62](#_Toc525029919)

# CUVÂNT ÎNAINTE



*„Dezvoltarea și creșterea competitivității economiei României, creșterea calității vieții și grija pentru mediul înconjurător sunt indisolubil legate de dezvoltarea și modernizarea sistemului energetic.”* Aceasta este fraza care deschide proiectul Strategiei Energetice a României, acesta este conceptul pe care este construit acest document programatic, iar principalul beneficiar al implementării Strategiei Energetice va fi consumatorul.

România are imperioasă nevoie de repere de dezvoltare pragmatice, iar viziunea Strategiei Energetice este de creștere a sectorului energetic românesc. Dezvoltarea sectorului energetic presupune, pe de-o parte, politici energetice coerente și clare, iar pe de altă parte - investiții. Creșterea economiei Românești înseamnă, din perspectiva sectorului energetic, construirea de noi capacități de producție a energiei; retehnologizarea și modernizarea capacităților de producție, transport și distribuție de energie; încurajarea creșterii consumului intern în condiții de eficiență energetică; export.

Strategia Energetică nu este un document speculativ sau exclusiv teoretic. Strategia Energetică propune ținte concrete, stabilește direcții clare și definește reperele prin care România își va menține poziția de producător de energie în regiune și de actor activ și important în gestionarea situațiilor de stres la nivel regional.

Dezvoltarea sectorului energetic este direct proporțională cu realizarea unor proiecte de investiţii strategice de interes naţional. Aceste investiţii, care vor produce modificări de substanţă și vor dinamiza întregul sector, sunt repere fixe şi obligatorii în programarea strategică. Prin Strategia Energetică a României, sunt considerate investiții strategice de interes naţional următoarele obiective:

1. Finalizarea Grupurilor 3 și 4 de la CNE Cernavodă;
2. Realizarea Hidrocentralei cu Acumulare prin Pompaj de la Tarnița-Lăpuștești;
3. Realizarea Grupului de 600 MW de la Rovinari;
4. Realizarea Complexului Hidrotehnic Turnu-Măgurele-Nicopole.

De asemenea, Strategia Energetică fundamentează poziționarea României în raport cu propunerile de reformă a pieței europene de energie, iar un loc important este destinat analizei contextului european și politicilor de creare a Uniunii Energetice din care vom face parte.

Prin implementarea obiectivelor Strategiei Energetice, sistemul energetic național va fi mai puternic, mai sigur și mai stabil. Avem resursele energetice necesare, avem un mix energetic echilibrat și diversificat și avem determinarea de a face din România un furnizor de securitate energetică în regiune.

**Anton Anton,**

**Ministrul Energiei**

# 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; retehnologizarea 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 **opt 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. **Energie curată și eficiență energetică;**
2. **Asigurarea accesului la energie electrică și termică pentru toți consumatorii;**
3. **Protecția consumatorului vulnerabil și reducerea sărăciei energetice;**
4. **Piețe de energie competitive, baza unei economii competitive;**
5. **Modernizarea sistemului de guvernanță energetică;**
6. **Creșterea calității învățământului în domeniul energiei și formarea continuă a resursei umane;**
7. **România, furnizor regional de securitate energetică;**
8. **Creșterea aportului energetic al României pe piețele regionale și europene prin valorificarea resurselor energetice primare naționale.**

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 opt obiective fundamentale ale Strategiei Energetice, dezvoltarea sectorului energetic este direct proporțională cu realizarea unor proiecte de investiţii strategice de interes naţional ***(Cap. III)***.

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

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

1. **Finalizarea Grupurilor 3 și 4 de la CNE Cernavodă;**
2. **Realizarea Hidrocentralei cu Acumulare prin Pompaj de la Tarnița-Lăpuștești;**
3. **Realizarea Grupului de 600 MW de la Rovinari;**
4. **Realizarea Complexului Hidrotehnic Turnu-Măgurele-Nicopole.**

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 creare 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.

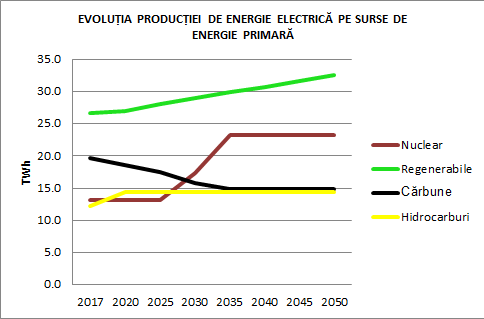
În același timp, din perspectiva politicilor energetice regionale, Strategia reiterează importanța interconectărilor în construcție din Europa Centrală și de Est. Acestea contribuie la dezvoltarea piețelor de energie şi a mecanismelor regionale de securitate energetică care vor funcționa după regulile 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 naţional au luat în considerare **resursele energetice ale țării,** precum și faptul că România are un **mix energetic echilibrat și diversificat** ***(Cap.IV.4)***.



Strategia Energetică stabilește faptul că **România își va menține poziția de producător de energie în regiune 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 15,8TWh și va avea o pondere de 20,6%. O creștere de 1,9% va înregistra producția de energie electrică din hidrocarburi, cca. 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.

# 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 independenţei energetice şi se acorda prioritate descoperirii și valorificării de resurse energetice pe teritoriul naţional. De asemenea, se insista pe asimilarea şi dezvoltarea de tehnologii proprii pentru exploatarea resurselor și se dezvoltau continuu capacităţi de producţie.

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

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

Infrastructura de transport a energiei a fost dezvoltată conform acelorași principii. Liniile şi staţiile electrice, conductele de transport, punctele terminus ale acestora şi staţiile aferente, precum şi 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 faţă schimbărilor economice care au marcat România, cele mai multe fiind caracterizate de restrângerea generală a activităţilor economice consumatoare de energie.

În prezent, resursele energetice primare, derivatele acestora şi produsele finale cele mai valoroase - energia electrică, energia termică sau combustibilii - sunt considerate bunuri cu valoare de marfă care sunt tranzacţionate atât pe piaţa naţională, cât şi pe pieţele regională, europeană sau globală.

Prin aderarea României la Uniunea Europeană, conceptul independenţei energetice a fost completat şi, treptat, înlocuit cu cel al securităţii energetice. Întreg sectorul energetic românesc a fost pus în fața tranziţiei de la dezideratul independenţei energetice, la condiţiile pieţelor de schimb liber.

Astfel, principala provocare pentru sectorul energetic constă în reconfigurarea activităţilor pentru a putea face faţă competiţiei de piață.

Din 1990 şi până în prezent, rând pe rând, au fost închise mai multe capacităţi de exploatare a resurselor energetice primare, precum şi de producere a energiei electrice şi termice. Motivele principale al acestor închideri sunt legate de reducerea generală a activităţii economice, de gradul redus de rentabilitate sau de neadaptarea la noile norme de mediu.

Deşi o parte din activităţile din domeniu au fost privatizate sau concesionate unor investitori privaţi, 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 sfârşitul anilor 2030 sectorul energetic românesc să urmeze trendul de restrângere care a caracterizat ultimii 28 de ani.

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

Creștere înseamnă: construirea de noi capacități de producție bazate pe tehnologii de vârf nepoluante; retehnologizarea 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 opt obiective strategice şi pe implementarea unui program de investiţii strategice de interes naţional.**

# OBIECTIVELE STRATEGICE FUNDAMENTALE

Strategia Energetică are opt 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. Energie curată și eficiență energetică

În evoluția sectorului energetic, România va urma cele mai bune practici de protecție a mediului, cu respectarea țintelor 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.2. 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 şi a menţinerii sistemelor de distribuţie a energiei electrice în strânsă corelaţie 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 şi implementarea unor politici care să stabilească alternative pentru mediul rural.

## II.3. 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.

## II.4. 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.5. Modernizarea sistemului de guvernanță energetică

Statul deține un dublu rol în sectorul energetic: pe de-o parte, este legiuitor, reglementator și implementator de politici energetice, iar pe de altă parte este deținător și administrator de active sau acționar semnificativ atât în segmentele de monopol natural (transportul și distribuția de energie electrică și gaz natural), cât și în producție.

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

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

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

## II.6. Creșterea calității învățământului în domeniul energiei și formarea continuă a resursei umane

Sectorul energetic se confruntă cu o lipsă acută de profesioniști. Personalul calificat este în bună măsură îmbătrânit, iar o parte a personalului calificat activ a ales să plece din România.

Formarea unui energetician, indiferent de locul său de muncă sau de tipul studiilor absolvite, este una complexă.

Creșterea numărului de profesioniști în domeniul energiei presupune creșterea calității și atractivității învățământului de specialitate.

Dezvoltarea şi cultivarea competenţelor şi abilităţilor energeticienilor înseamnă dezvoltarea pachetelor educaționale specifice la toate nivelurile: licee și școli profesionale publice și în sistem dual, formare continuă la locul muncă, facultăți, programe de master și școli doctorale în domeniu.

**Succesul implementării viziunii și obiectivelor Strategiei Energetice a României este direct proporțional cu investiția în calitatea învățământului și formării în domeniul energiei.**

## II.7. 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.8. 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.**

# PROGRAMUL DE INVESTIȚII STRATEGICE DE INTERES NAȚIONAL

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

**Aceste investiţii vor produce modificări de substanţă și vor dinamiza întregul sector. Investiţiile strategice de interes naţional sunt repere fixe şi obligatorii în programarea strategică; toate celelalte măsuri necesare pentru atingerea obiectivelor strategice vor fi operaționalizate plecând de la premisa realizării proiectelor de investiţii strategice de interes național.**

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

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

## III.1. Finalizarea grupurilor 3 şi 4 la CNE Cernavodă

Energia nucleară, sursă de energie cu emisii reduse de carbon, are o pondere semnificativă în totalul producţiei naționale de energie electrică - circa 18% -, și reprezintă o componentă de bază a mixului energetic din România. Energia nucleară din România este susţinută de resurse și infrastructură internă ce acoperă întreg ciclul deschis de combustibil nuclear; practic, România are un grad ridicat de independenţă în producerea de energie nucleară.

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

Proiectul Unităților 3 și 4 de la CNE Cernavodă prevede finalizarea și punerea în funcțiune a două unităţi 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 capacităţii de producţie a CNE Cernavodă este, de asemenea, o măsură investiţională 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 creştere a puterii instalate cu 1.440 MW.

Ţinând cont de caracteristica de operare a CNE, această putere va avea un grad ridicat de disponibilitate şi va permite asigurarea acoperirii bazei curbelor de producţie şi consum a energiei din SEN. Efectele sistemice ce se vor înregistra după realizarea acestor două grupuri vor fi următoarele:

* creşterea capacităţii de producţie a SEN cu efecte pozitive asupra securităţii energetice prin asigurarea aportului energetic al României pe pieţele regionale;
* instalarea unor grupuri noi cu eficienţă şi fiabilitate ridicată, fapt ce va ridica indicatorii globali de eficienţă şi fiabilitate ai sistemului de producţie;
* surplusul de putere şi energie în sistem va permite retragerea temporară din operare a altor capacităţi pentru modernizări şi retehnologizări sau închiderea acelor capacităţi la care acestea nu se justifică;
* tranziţia către un sector energetic cu emisii reduse de gaze cu efect de seră;
* păstrarea capacitaţilor de producţie pe teritoriul naţional a activităţilor rentabile din sfera exploatării rezervelor de uraniu, a celor de procesare şi producere a combustibilului nuclear, având implicaţii pozitive şi asupra gestionării problemelor sociale din domeniul mineritului energetic;
* recuperarea investiţiilor realizate în construcţiile aferente Grupurilor 3 şi 4 de la CNE Cernavoda;
* valorificarea rezervei de apă grea constituită în anii precedenţi pentru operarea CNE Cernavodă cu 4 grupuri operaţionale.

## 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 huilă este de 3300 MW.

Competitivitatea cărbunelui în mixul de energie electrică depinde de:

1. randamentul fiecărui grup, destul de scăzut pentru capacitățile existente;
2. costul lignitului livrat centralei, situat la un nivel relativ ridicat;
3. prețul certificatelor de emisii EU ETS.

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

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

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

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

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

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

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

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

Beneficii macroeconomice:

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

## III.3. Realizarea Centralei Hidroenergetice cu Acumulare prin Pompaj Tarnița-Lăpuștești

În condiţiile în care, la orizontul anului 2030, în mixul tehnologic din sistemul de producţie al energiei electrice din România va creşte ponderea sectorului nuclear şi a energiei din surse regenerabile, sunt necesare capacităţi care să asigure flexibilitatea sistemului electroenergetic.

**Prin realizarea celor două grupuri nucleare noi și menținerea unui trend crescător al capacităţilor de producţie din surse regenerabile cu caracter intermitent, construcția unei centrală de mare capacitate cu acumulare prin pompaj este obligatorie pentru stabilitatea sistemului electroenergetic.**

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

## III.4.   Complexul Hidrotehnic Turnu Măgurele-Nicopole

Amenajarea raţională a cursurilor de apă nu se face doar din perspectiva obţinerii energiei electrice. O dată cu folosinţa energetică, amenajarea trebuie să permită şi alte utilizări ca de exemplu: protecţia împotriva inundaţiilor şi tranzitarea în siguranţă a viiturilor, asigurarea apei pentru agricultură şi industrie, a condiţiilor de navigaţie şi dezvoltarea infrastructurilor portuare, dezvoltarea trecerilor rutiere şi feroviare peste cursurile de apă, desecări şi redări în circuitul agricol al unor terenuri etc.

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

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

Prin realizarea acestui obiectiv de investiții, vor fi create condiții mai bune pentru navigația pe Dunăre prin reducerea cheltuielilor pentru dragare, scurtarea lungimii şenalului navigabil, îmbunătăţirea exploatării porturilor şi eliminarea inconvenienţelor de navigaţie în situaţiile de debite mici

.

De asemenea, se va asigura alimentarea cu apă a localităţilor riverane, acestea nemaifiind dependente de nivelul apei Dunării. Ca urmare a funcţionării continue şi controlate a sistemului de drenaj se va stabiliza pânza freatică în lunca Dunării, făcând posibilă realizarea de irigaţii gravitaţionale care vor duce la creşterea semnificativă a producţiei agricole.

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

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

# CONTEXTUL ACTUAL

## IV.1. Contextul global

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

**Transformări tehnologice**

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

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

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

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

**Atenuarea schimbărilor climatice**

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

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

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

**Transformări economice**

Evoluția prețului petrolului influențează consumul global de energie și evoluția fluxurilor comerciale și investiționale la nivel mondial. Reducerea prețului acestuia în urmă cu doi ani a dus la scăderea prețului gazelor naturale și a energiei electrice, fapt favorabil pentru consumatori, dar care erodează capacitatea producătorilor de energie de a investi în proiecte de importanță strategică. Prin efect de domino, ieftinirea afectează și profitabilitatea investițiilor în SRE și în eficiență energetică, precum și ritmul de creștere al utilizării autovehiculelor cu propulsie electrică. Cu toate acestea, atractivitatea SRE rămâne relativ ridicată, atât timp cât costul tehnologiilor SRE continuă să scadă.

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

Pe măsură ce unitățile de producere a energiei nucleare finalizate în anii 1970-80 ajung la sfârșitul duratei de viață în 2030-40, în numeroase state se pune problema 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:

* actualizarea directivelor privind SRE (CE 2016b), a directivei privind eficiența energetică (CE 2016c) și a directivei privind performanța energetică a clădirilor (CE 2016d);
* un nou design al pieței unice de energie electrică (CE 2016e), ce presupune actualizarea directivei si 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;
* un nou regulament cu privire la Guvernanța Uniunii Energetice (CE 2016f), menit să integreze, să simplifice și să coordoneze mai bine dialogul statelor membre cu CE și acțiunile statelor membre în vederea realizării obiectivelor Uniunii Energetice;
* noi reglementări și decizii ale CE, precum și o serie de recomandări cu privire la eco-design (CE 2016g), ce vizează cu precădere eficiența energetică și etichetarea echipamentelor pentru încălzire și răcire, precum și norme pentru procedurile generale de verificare a respectării standardelor de eco-design de către producători.

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

**Premisele realizării Uniunii Energetice**

*Securitate și diplomație energetică în cadrul UE*

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

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

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

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

UE este un important finanțator al proiectelor energetice, în special al celor care vizează generarea de „energie curată” şi 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 şi 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 şi 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 şi-a dovedit leadership-ul prin asumarea unor ținte ambițioase de reducere a emisiilor de GES, de creștere a cotei de SRE în structura consumului de energie și de eficiență energetică. Așa-numita contribuție indicativă determinată național a UE în cadrul Acordului de la Paris coincide, în fapt, cu țintele 40/27/27 stabilite prin Cadrul european pentru politica privind clima și energia în perioada 2020-2030, cu opțiunea de a crește ambiția în ceea ce privește eficiența energetică de la 27 la 30%. UE are ambiția de a reduce până în 2050 emisiile de GES cu 80-95% față de nivelul anului 1990, țintele fiind de 40% pentru 2030 și de 60% pentru 2040.

Pentru segmentul non-ETS, reducerea propusă este de 30% până în 2030 față de anul 2005, țintă care va fi realizată de statele membre în mod colectiv.

*Eficiența energetică, prioritatea principală a noului pachet de reformă*

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

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

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

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

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

*Promovarea energiei din surse regenerabile*

Propunerea CE pentru actualizarea directivei de promovare a SRE (CE 2016b) prevede șase direcții de acțiune. Prima dintre ele propune principii generale de urmat atunci când statele membre definesc politici de sprijin pentru SRE, cu respectarea principiilor de transparență, eficiență economică și bazate în cât mai mare măsură pe mecanismele pieței competitive. Aceste elemente sunt reunite în Strategie, sub principiul neutralității tehnologice.

A doua direcție de acțiune aduce în prim plan SRE în segmentul de cerere pentru încălzire și răcire (SRE-IR), prezentând opțiuni pentru statele membre pentru a atinge, la nivel național, un ritm de creștere a ponderii SRE în cererea totală de energie pentru încălzire și răcire cu 1,3% anual până în 2030. De asemenea, directiva intenționează să asigure accesul terților la rețelele SACET pentru noi producători care utilizează SRE (cu precădere biomasă, biogaz și energie geotermală, dar ar putea fi luate în considerare și pompe de căldură).

A treia direcție de acțiune urmărește creșterea ponderii SRE și a combustibililor cu conținut scăzut de carbon în sectorul transporturilor – inclusiv biocombustibili avansați, hidrogen, combustibili produși din deșeuri și SRE-E.

A patra direcție promovează o mai bună informare a consumatorilor cu privire la SRE. De asemenea, Directiva garantează dreptul consumatorilor individuali și al comunităților locale de a deveni prosumator și de a fi remunerați pentru energia livrată în rețea.

A cincea direcție de acțiune prevede întărirea standardelor de sustenabilitate pentru energia produsă pe bază de biomasă – inclusiv garanția evitării defrișărilor și a degradării habitatelor, precum și cerința ca emisiile aferente de GES să fie contabilizate în mod riguros.

A șasea direcție de acțiune vizează asigurarea realizării țintei colective de 32% pentru ponderea SRE în consumul final brut de energie la nivel european în 2030, cu eficientizarea costurilor.

*Noul model al pieței de energie electrică*

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

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

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

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

De asemenea, noul model al pieței are în vedere îmbunătățirea capacității de gestiune a riscurilor la nivel regional, in 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 Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor, care stabileşte linii directoare detaliate privind alocarea capacităților interzonale și gestionarea congestiilor, vizând astfel cuplările unice ale piețelor de energie pentru ziua următoare și ale piețelor intrazilnice, în plan european.

*Guvernanța Uniunii Energetice*

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

Principalul instrument introdus prin acest regulament urmează să fie Planul Național Integrat pentru Energie și Climă (PNIESC), care înlocuiește numeroase obligații, uneori redundante, de raportare la nivel național – sunt integrate 31 de obligații de raportare și 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 şi 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 funcţionarea pieţei interne a energiei electrice și a comerţului transfrontalier, precum și asigurarea unei gestionări optime, a unei exploatări coordonate și a unei evoluţii tehnice sănătoase a reţelei 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 reţelei 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 reţelei electrice europene, elaborarea de scenarii şi de evaluare a rezilienţei sistemului.

În cadrul ENTSO-E au fost create şase grupuri regionale în cadrul cărora se analizează şi 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 şi funcţionarea pieţei interne a energiei, asigurarea securităţii energetice a UE, promovarea şi dezvoltarea eficienţei energetice şi a energiei din surse regenerabile şi promovarea interconectării reţelelor energetice.

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

România face parte din coridorul prioritar nr. 3 privind energia electrică: „Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală şi din Europa de Sud-Est” („NSI East Electricity”): interconexiuni şi linii interne în direcţiile nord-sud şi est-vest pentru finalizarea pieţei interne şi pentru integrarea producţiei provenite din surse regenerabile. State membre implicate: Bulgaria, Republica Cehă, Germania, Grecia, Croaţia, 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 şi 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 creşterea capacităţii de interconexiune dintre România și Bulgaria şi prin întărirea infrastructurii care va susţine transportul fluxurilor de putere între coasta Mării Negre şi coasta Mării Nordului/ Oceanului Atlantic, la implementarea priorităţilor strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, condiţie obligatorie pentru realizarea obiectivelor politicii în domeniul energiei şi climei.

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

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

*Proiectul 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 şi 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, permiţând integrarea mai puternică a pieţelor şi creşterea securităţii alimentării consumului în zona de Sud-est a Europei.

Componentele proiectului sunt următoarele:

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

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

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

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

Trebuie dezvoltate mecanisme de coordonare a planificării şi finanțării proiectelor regionale de infrastructură energetică. România trebuie să aibă o prezență activă în diplomația energetică intra-comunitară, în coordonare cu țările Europei Centrale si 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-şi 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 mii tep din producție internă și 12.987,9 mii tep din import, având următoarea structură:

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

***\*Sursa Institutul Național de Statistică***

*Țiței și gaze naturale*

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

* OMV Petrom operează mai mult de 200 de zăcăminte comerciale de ţiţei și gaze naturale în România. În Marea Neagră, OMV Petrom operează pe șapte platforme fixe;
* Romgaz îşi desfăşoară 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 şi mediu, rezervele sigure de ţiţei şi gaze naturale se pot majora prin implementarea de noi tehnologii care să conducă la creşterea gradului de recuperare în zăcăminte şi prin implementarea proiectelor pentru explorarea de adâncime şi 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 şi 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 producţia internă a acoperit 89,4%, iar importul 10,6%. Structura consumului: consum casnic - cca 33,4 TWh (25,73%), producători de energie electrică și termica – cca. 35,4TWh (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 bunei funcționări a Sistemului Energetic National (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 puse în valoare alte zăcăminte de lignit.

Puterea calorifică medie a lignitului exploatat în România este de 1.800 kcal/kg. Deoarece zăcământul 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 raţională în condiţii de siguranţă și eficiență, cu pierderi minime.

Resursele de huilă 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 huila este de 104 ani dar exploatarea acestei resurse energetice primare este condiționată de fezabilitatea economică a exploatărilor.

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

***Situaţia resurselor naţionale de energie primară (sursa: ANRM)***



**Uraniu**

România dispune de un ciclu deschis complet al combustibilului nuclear, dezvoltat pe baza tehnologiei canadiene de tip CANDU. Dioxidul de uraniu (UO2), utilizat pentru fabricarea combustibilului nuclear necesar reactoarelor 1 și 2 de la Cernavodă, este produsul procesării și rafinării uraniului extras din producția indigenă.

Compania Națională a Uraniului a intrat într-un proces de restructurare, urmând ca, în paralel cu procesul de închidere a minei Crucea (județul Suceava), să exploateze noi zăcăminte în condiții de eficiență. Până la deschiderea și exploatarea unor noi zăcăminte de uraniu indigen, operatorul centralei nucleare de la Cernavodă, Nuclearelectrica SA, achiziționează materia primă atât de pe piața internă, cât și de pe piața externă în vederea fabricării combustibilului nuclear.

Rezervele de minereu existente si exploatabile asigură cererea de uraniu natural pentru funcționarea a două unităţi 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 potenţial ridicat al resurselor hidroenergetice. Dintr-un total al potenţialului teoretic liniar de aproximativ 70,0 TWh/an, potenţialul 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 şi a Dunării au fost elaborate începând din perioada interbelică şi au fost definitivate, în mare parte, până în anul 1990. Acestea au fost gândite pentru a permite folosinţe complexe: hidroenergie, navigaţie, regularizarea multianuală sau sezonieră a stocurilor de apă, pentru a permite alimentarea cu apă sau irigaţii, industrie şi populaţie, precum şi pentru atenuarea viiturilor şi tranzitarea lor în siguranţă la nivelul albiilor. Schemele de amenajare au fost parţial puse în operă conform acestor folosinţe complexe până în 1990, dar o parte semnificativă sunt încă în stadiul de proiect sau au lucrări începute şi nefinalizate.

Conform schemelor de amenajare complexă concepute înainte de 1990, potenţialul 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 potenţial 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 potenţialul hidroenergetic la cote ridicate, fiind bazate pe concentrări de căderi şi debite, realizabile prin lucrări de derivare ale cursurilor de apă şi pe instalarea în centrale a unor debite care depăşeau de 3-4 ori debitele modul din secţiunile amenajate, chiar şi 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 ţină cont de politicile promovate pentru protecţia mediului. În domeniul hidroenergetic, aceste politici de mediu au avut impact asupra modului în care se poate valorifica potenţialul natural, în principal prin conjugarea a două măsuri: adoptarea unor nivele superioare pentru debitele de servitute/ecologice şi stabilirea arealelor incluse în reţeaua Natura 2000. Practic, în anul 2018, faţă de anul 1990, s-au diminuat stocurile anuale de apă utile cu circa 20% şi au fost blocate cele mai fezabile amplasamente pentru proiecte noi ca urmare a instituirii arealelor Natura 2000, care ocupă circa 22,5% din suprafaţa tuturor bazinelor hidrografice.

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

S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A., companie căreia statul i-a concesionat bunurile proprietate publică în domeniul producerii energiei electrice în centrale hidroelectrice în scopul exploatării, reabilitării, modernizării, retehnologizării 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 deţinute de alţi operatori, în marea lor majoritate privaţi. Aceştia au investit în proiecte hidroenergetice de mică anvergură, în special în perioada 2010-2016, fiind stimulaţi prin schema de sprijin a Legii 220/2008.

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

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

**Energia eoliană**

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

Un studiu sistematic de inventariere a potenţialului eolian teoretic pentru întreg teritoriul naţional s-a realizat de către ICEMENERG în anul 2006 şi a oferit o valoare a potenţialului de aproximativ 23 TWh/an prin instalarea unor capacităţi cu puterea totală de cca. 14.000 MW. Potenţialul eolian, determinat în anul 2006, trebuie ajustat ţinând cont de instituirea ulterioară a ariilor protejate Natura 2000 precum şi de culoarele de zbor pentru populaţiile 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 nişele disponibile pentru astfel de dezvoltări prin considerarea limitărilor de mediu actuale. Proiectele analizate în perioada de timp menţionată 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 sfârşitul anului 2016 erau finalizate proiecte însumând o putere de 2.953 MW şi care însumează o energie de proiect de circa 6,21 TWh/an. În anul 2016, ţinând cont de condiţiile specifice ale anului respectiv, centralele eoliene din România au produs 6,52 TWh, valoare care se înscrie în jurul valorii energiei de proiect. Investiţiile 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 potenţialul tehnic, de circa de 10.23 TWh/an, este valorificat în prezent doar în procent de 60,7% constă în adecvanța sistemului energetic naţional care nu poate prelua sursele de producţie cu caracter discontinuu nepredictibil. Din acest motiv, orice eventuală dezvoltare a capacităţilor 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 sfârşitul anului 2016, nu s-au mai înregistrat investiţii noi în parcuri eoliene. Acest lucru denotă faptul că, fără o schemă de sprijin, actualul nivel tehnologic al turbinelor nu permite valorificarea rentabilă a potenţialul eolian din majoritatea amplasamentelor, ţinând cont şi de preţurile 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 şi încălzirea clădirilor, fie pentru producţia de energie electrică în sisteme fotovoltaice. Repartiţia energiei solare pe teritoriul naţional este relativ uniformă cu valori cuprinse între 1.100 şi 1.450 kWh/mp/an. Valorile minime se înregistrează în zonele depresionare, iar valorile maxime în Dobrogea, estul Bărăganului şi sudul Olteniei.

Corelat cu modul de dezvoltare a locuinţelor sau a altor clădiri din interiorul localităţilor, conform studiului ICEMENERG 2006, ar putea fi utilizaţi captatori solari cu o suprafaţă de 34.000 mp care să producă o energie de 61.200 TJ/an. Maturizarea tehnologiilor de captare şi experienţa 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 puţin pentru prepararea apei calde menajere.

Valorificarea potenţialului solar în scopul producerii de energie electrică prin utilizarea panourilor fotovoltaice permite, conform aceluiași studiu, instalarea unei capacităţi totale de 4.000 MWp şi producerea unei energii anuale de 4,8 TWh. La sfârşitul 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 şi restricţionarea dezvoltării parcurilor fotovoltaice pe suprafeţe de teren agricole, limitează opţiunile privind instalarea unor noi parcuri fotovoltaice de mare dimensiune doar pe terenurile degradate sau neproductive.

Principala cauză pentru care potenţialul solar nu este valorificat la un grad superior constă în faptul că sistemul energetic naţional nu poate prelua variaţiile mari de injecţie de putere generate de sursele fotovoltaice în absenţa unor sisteme de echilibrare şi stocare dimensionate corespunzător.

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

**Biomasă, biolichide, biogaz, deşeuri şi gaze de fermentare a deşeurilor şi nămolurilor**

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

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

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

În anul 2015, doar 0,7 TWh din energia electrică produsă la nivel naţional a provenit din biomasă, biolichide, biogaz, deşeuri şi gaze de fermentare a deşeurilor şi nămolurilor, în capacităţi însumând 126 MW putere instalată.

**Energia geotermală**

Pe teritoriul României au fost identificate mai multe areale în care potenţialul geotermal se estimează că ar permite aplicaţii economice, pe o zonă extinsă în vestul Transilvaniei şi pe suprafeţe mai restrânse în nordul Bucureştiului, la nord de Rm. Vâlcea şi în jurul localităţii Ţăndărei. Cercetările anterioare anului 1990, au relevat faptul că potenţialul resurselor geotermale cunoscute din România însumează aproximativ 7 PJ/an (cca. 1,67 milioane Gcal/an). Evidenţele din perioada 2014-2016, consemnează că din tot acest potenţial sunt valorificate anual sub forma de agent termic sau apă calda între 155 mii şi 200 mii Gcal.

Mare parte dintre puţurile prin care se realizează valorificare energiei geotermale au fost execute 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 condiţii, pentru adâncimile de peste 3.000 metri care caracterizează majoritatea resurselor geotermale din România, amortizarea investiţiilor pentru utilizarea energiei geotermale depăşeşte 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 țițeiului mai mare decât cererea internă de produse petroliere. Rafinăriile românești, care achiziționează producția națională de țiței 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 competitoare 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 operaţionale: Petrobrazi (deţinută de OMV Petrom), Petromidia şi Vega (deţinute de Rompetrol), Petrotel (deţinută de Lukoil) care au o capacitate operațională totală de aproximativ 12 mil tone pe an.

În anul 2017, rafinăriile din România au prelucrat 11,2 mil. tone țiței și aditivi (livrările brute interne observate au fost 11,17 mil. tone de țiței și aditivi, 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 rafinărie și 0,81 mil. tone de alte produse de rafinărie. Consumul total de produse petroliere a fost de 9,45 mil tone.

În anul 2017 importul net de țiței 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 combustibili 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*

Piaţa de gaze naturale este compusă din piaţa reglementată şi piaţa concurenţială, iar tranzacţiile cu gaze naturale se fac angro sau cu amănuntul.

Piaţa gazelor naturale cuprinde în ceea ce priveşte furnizarea gazelor naturale:

* furnizarea gazelor naturale către clienții casnici – furnizare pe piața reglementată – până la data de 30 iunie 2021 (conform Legii energiei electrice şi a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare);
* 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 şi având drept puncte de plecare marile zăcăminte de gaze naturale din Bazinul Transilvaniei (centrul ţării), Oltenia şi ulterior Muntenia de Est (sudul ţării). Drept destinaţie au fost marii consumatori din zona Ploieşti – Bucureşti, Moldova, Oltenia, precum şi pe cei din zona centrală (Transilvania) şi de nord a ţării.

Ulterior, fluxurile de gaze naturale au suferit modificări importante din cauza declinului surselor din Bazinul Transilvaniei, Moldova, Oltenia şi apariţiei altor surse (import, OMV-Petrom, concesionări realizate de terţi etc.), în condiţiile în care infrastructura de transport gaze naturale a rămas aceeaşi.

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

Capacitatea tehnică totală a punctelor de intrare/ieșire în/din SNT este de 149.034 mii mc/zi (54,39 mld mc/an) la intrare și de 243.225 mii 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 desfăşurată de compania Transgaz - operatorul de transport și sistem.

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

Activitatea de transport internaţional gaze naturale este desfăşurată de Transgaz în baza licenţei de operare a sistemului de transport gaze. În prezent, activitatea de transport internaţional 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 internaţional 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 transfrontalieră.

*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 variaţiile de temperatură, precum şi menţinerea caracteristicilor de funcţionare 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 şapte depozite de înmagazinare, din care şase 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 piața.

Înmagazinările subterane sunt utilizate cu predilecţie pentru:

* acoperirea vârfurilor de consum şi regimului fluctuant al cererii;
* redresarea operativă a parametrilor funcţionali ai sistemului de transport (presiuni, debite);
* controlul livrărilor în situaţii extreme (opriri surse, accidente, etc.).

Datorită schimbărilor apărute pe piaţa europeană a gazelor naturale, a liberalizării pieţei gazelor naturale, înmagazinarea subterană a gazelor naturale va dobândi noi valenţe. În noul context, depozitele de înmagazinare vor putea fi utilizate inclusiv pentru optimizarea preţului 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 investiţii în scopul creşterii capacităţilor de înmagazinare subterană a gazelor naturale, respectiv proiectele promovate de ROMGAZ și Depomureș:

* creșterea capacității de înmagazinare subterană a gazelor naturale în depozitul Sărmășel;
* depozit de înmagazinare gaze naturale Depomureş.

**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 zăcământ 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 cei doi mari distribuitori, Delgaz Grid (20.000 km) şi Distrigaz Sud Reţele (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 distribuţie, 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.

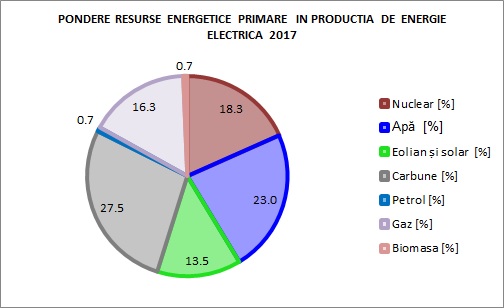
Potrivit datelor Eurostat publicate în iulie 2016, România a avut în 2015 al șaselea cel mai mic preț mediu din UE al energiei electrice pentru consumatorii casnici. Totuși, dată fiind puterea relativ scăzută de cumpărare, suportabilitatea prețului este o problemă de prim ordin, care duce la un nivel ridicat de sărăcie energetică. Mai mult, consumul este afectat si 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 si distribuţie 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, in situația in care si statele vecine se confruntă cu aceiași 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 capacitați noi pe bază de cărbune (de o nouă generație tehnologică) și pe bază de gaze naturale va fi data de evoluția preturilor 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) si 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 Hidroelectrica are în curs de realizare, până în 2030, investiții totale de peste 800 mil €, 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 şi sisteme de stocare.

Puterea instalată în centrale fotovoltaice este de aproximativ 1.500 MW. Piața de echilibrare este mai puțin solicitată de variaţiile de producţie 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 procente 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 zonele 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 sporita 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 sărăciei 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. 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).

*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 răcirea 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.

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 factori culturali. Un alt factor este dat de standardele de termoizolare a clădirilor.

Ca urmare a restructurării dramatice a industriei românești din perioada 1992 - 2005, cererea de energie termică în industrie 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, 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. Pe măsură ce comercializarea masei 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 (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.

Accesarea fondurilor europene (Directiva privind eficiența energetică, Directiva privind performanța energetică a clădirilor, Directiva privind SRE) trebuie intensificată. Eliminarea pierderilor de energie termică din clădiri va contribui substanțial la reducerea facturii 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.

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 cauza 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 debranșări masive ale consumatorilor, aceștia alegând soluții individuale de încălzire.

Strategia UE pentru Încălzire și Răcire (IR) promovează realizarea de unități de cogenerare și trigenerare (energie electrică, încălzire și răcire). Din acest motiv este încurajată producerea distribuită, în limitele în care aceasta se dovedește fezabilă economic.

### IV.4.7. Campionii regionali ai domeniului energetic românesc

România are un mix energetic echilibrat și diversificat. Această realitate este ilustrată inclusiv de performanțele principalelor companii producătoare de energie, concentrate, fiecare, asupra exploatării câte unui tip de resursă energetică primară, precum și de operatorii de transport de energie electrică și gaze naturale.

**Marile companii în care statul este acționar majoritar reprezintă coloana vertebrală a Sistemului Energetic Național. Ținând cont de poziționarea geografică și strategică a României, precum și de viziunea de dezvoltare a sectorului energetic, aceste companii au potențialul de a deveni veritabile campioane regionale.**

Contribuția acestor campioni regionali la securitatea energetică a regiunii s-a văzut limpede în ultimii ani în perioadele în care sistemele energetice ale țărilor din această parte a Europei au fost afectate de condiții meteorologice extreme. Dimensiunea acestor companii, energia produsă, livrată și, respectiv, transportată au asigurat buna funcționare a Sistemului Energetic Național, dar și a sistemelor energetice din țările vecine. Statutul României de furnizor de securitate energetică în regiune se susține în foarte mare măsură prin activitatea acestor societăți.

Toate cele șase companii au planuri ambițioase de dezvoltare – fie că ne referim la noi obiective de investiții, fie că ne referim la retehnologizări și modernizări ale unor obiective aflate în funcțiune. Iar dezvoltarea nu se limitează doar la teritoriul României; la 28 martie 2018, compania EUROTRANSGAZ, înființată și deținută de TRANSGAZ România în Republica Moldova, a semnat contractul de vînzare-cumpărare a Întreprinderii de Stat Vestmoldtransgaz din țara vecină.

Strategia Energetică stabilește liniile directoare ale dezvoltării domeniului energetic; dezvoltarea companiilor este o consecință firească a creșterii domeniului atât din perspectiva mixului echilibrat de resurse de care beneficiază România, cât și din cel al dimensiunii acestor campioane regionale din toate punctele de vedere: energetic, economic, financiar sau social.

**SPEEH HIDROELECTRICA SA**

Hidroelectrica are în exploatare 208 hidrocentrale cu o putere instalată totală de 6.444 MW. În anul 2017, compania a produs peste 14TWh, înregistrând un profit net de 1.360 milioane lei. Hidroelectrica este lider în producția de energie electrică și principalul furnizor de servicii tehnologice de sistem din România.

SPEEH Hidroelectrica SA este deținută de statul român, prin Ministerul Energiei (80,06% din acțiuni) și de Fondul Proprietatea (19,94% din acțiuni) și se pregătește pentru listarea la bursă.

Hidroelectrica SA avea, la finele anului 2017, 3.297 angajați.

**SN NUCLEARELECTRICA SA**

SN Nuclearelectrica SA produce energie electrică, termică și, de asemenea, combustibil nuclear. În anul 2017, producția totală de energie electrică a fost de 11,5 TWh, iar profitul net al companiei a fost de peste 303 milioane lei.

Compania este listată la bursă, iar structura acționariatului se prezintă astfel: statul român, prin Ministerul Energiei - 82,48% din acțiuni, Fondul Proprietatea - 9,10%, alți acționari - 8,42%.

Nuclearelectrica are doua sucursale, fără personalitate juridică - Sucursala CNE Cernavoda, care exploatează Unitatile 1 și 2 de la CNE Cernavodă, precum și serviciile auxiliare, și Sucursala FCN Pitesti, întreprindere calificată de combustibil nuclear.

De asemenea, Nuclearelectrica este unicul acționar al companiei de proiect EnergoNuclear, pentru realizarea reactoarelor 3 și 4 de la Cernavodă.

Numărul de angajați ai companiei în anul 2017 a fost de 1.975.

**SNGN ROMGAZ SA**

ROMGAZ este cel mai mare producător și principal furnizor de gaze naturale din România. Compania este admisă la tranzacționare din anul 2013 pe piața **Bursei de Valori din București** și a **Bursei din Londra (LSE)**.

Actionar principal este statul român prin Ministerul Energiei cu o participație de 70%.

Producţia de gaze naturale a societăţii a fost mai mare decât cea aferentă anului 2016 cu 22,2%, respectiv 939 mil.mc (5.158 mil.mc în 2017 vs 4.219 mil.mc în 2016). Cu această producţie, conform datelor estimate, Romgaz a avut o cotă de piaţă de 50,53% a livrărilor în consumul de gaze provenite din producţia internă şi o cotă de 46,27% a livrărilor în consumul total al României.

Societatea a înregistrat în anul 2017 un profit net de 1.854,7 mil. lei.

Numărul de angajaţi la sfârşitul anului 2017 a fost de 6.246.

**SOCIETATEA COMPLEXUL ENERGETIC OLTENIA SA**

Complexul Energetic Oltenia produce energie electrică și termică pe bază de lignit. De asemenea, în obiectul de activitate al societății intră extracția și prepararea lignitului.

Statul român, prin Ministerul Energiei, deține 77,15% din capitalul social al Complexului Energetic Oltenia.  Fondul Proprietatea deține 21,56%, Electrocentrale Grup SA 0.84% iar Societatea de închidere și Conservare Mine 0.44%.

În anul 2017, Complexul Energetic Oltenia a produs 15 TWh energie. În procente, aceasta reprezintă 24% din producţia totală de energie a ţării, la o producţie de 22,5 milioane tone cărbune.

Complexul Energetic Oltenia a raportat pentru 2017, un profit net de aproximativ 181 milioane lei, față de o pierdere de aproximativ 140 milioane lei înregistrată în 2016.

La finele anului 2017, Complexul Energetic Oltenia avea 13.281 de angajaţi.

**SNTGN TRANSGAZ SA**

TRANSGAZ este operatorul tehnic al Sistemului Naţional de Transport al gazelor naturale şi asigură îndeplinirea în condiţii de eficienţă, transparenţă, siguranţă, acces nediscriminatoriu şi competitivitate a strategiei naţionale stabilite pentru transportul intern şi internaţional, dispecerizarea gazelor naturale, cercetarea şi proiectarea în domeniul transportului de gaze naturale, cu respectarea legislaţiei şi a standardelor naţionale şi europene de calitate, performanţă, mediu şi dezvoltare durabilă.

Compania este listată la Bursa de Valori din București. Statul deține, prin Ministerul Economiei, 58,5% din acțiuni, restul fiind proprietatea altor persoane juridice sau fizice.

În 2017, cifra de afaceri a TRANSGAZ a fost de peste 1,8 miliarde lei, iar profitul net a depășit suma de 582 milioane lei.

Conform Planului de Dezvoltare a Sistemului Naţional de Transport gaze naturale în perioada 2017–2026, TRANSGAZ și-a stabilit o serie de obiective de investiții care vor avea ca rezultat asigurarea unui grad adecvat de interconectivitate cu țările vecine, crearea unor rute de transport gaze naturale la nivel regional pentru transportul gazelor naturale provenite din diverse noi surse de aprovizionare. De asemenea, compania investește în infrastructura necesară preluării și transportului gazelor naturale din perimetrele off-shore din Marea Neagră în scopul valorificării acestora pe piața românească și pe alte piețe din regiune. TRANSGAZ extinde infrastructura de transport gaze naturale pentru îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale a unor zone deficitare și contribuie la crearea pieței unice integrate la nivelul Uniunii Europene.

În anul 2017, TRANSGAZ a avut 4628 de angajați.

**CNTEE TRANSELECTRICA SA**

TRANSELECTRICA are misiunea de a asigura serviciul public de transport al energiei electrice simultan cu menținerea siguranței în funcționare a sistemului energetic național, în condiții nediscriminatorii de acces pentru toți utilizatorii, de a participa activ prin dezvoltarea infrastructurii rețelei electrice de transport la dezvoltarea durabilă a sistemului energetic național și de a sprijini și facilita operarea și integrarea piețelor de energie.

Rolul-cheie al TRANSELECTRICA este cel de operator de transport și de sistem (OTS) la care se adaugă rolurile de administrator al pieței de echilibrare, operator de măsurare și operator de alocare al capacităților pe liniile de interconexiune.

Compania este listată la Bursa de Valori București. Statul român deține, prin Ministerul Economiei, 59,68% din acțiuni,restul acțiunilor fiind deținute de alte persoane juridice și fizice.

În 2017, TRANSELECTRICA a înregistrat venituri operaționale de peste 1.8 miliarde lei.

Numărul de angajați ai companiei a fost, în 2017, de 2.180.

# MĂSURI ȘI ACȚIUNI PENTRU ATINGEREA OBIECTIVELOR STRATEGICE

Cele opt 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 – Corespondența între obiectivele strategice fundamentale și obiectivele operaționale***

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **Obiectivele strategice fundamentale la care contribuie** | | | | | | | |
|  | **Aport energetic** | **Securitate** | **Competitivitate** | **Energie curată/Mediu** | **Guvernanță** | **Consumator/ Acces la energie** | **Consumator vulnerabil/Sărăcie energetică** | **Educație** |
| **OP1** | **x** | **x** | **x** | **x** |  |  |  | **x** |
| **OP2** | **x** | **x** |  |  |  |  |  |  |
| **OP3** | **x** | **x** |  |  |  |  |  |  |
| **OP4** | **x** | **x** |  |  |  |  |  |  |
| **OP5** |  | **x** | **x** |  |  | **x** | **x** |  |
| **OP6** |  | **x** |  |  |  |  |  |  |
| **OP7** |  | **x** |  |  |  |  |  |  |
| **OP8** |  | **x** |  |  |  |  |  | **x** |
| **OP9** | **x** |  | **x** | **x** |  |  |  |  |
| **OP10** |  |  | **x** | **x** |  | **x** |  |  |
| **OP11** |  |  | **x** |  |  | **x** |  |  |
| **OP12** |  |  | **x** |  |  | **x** | **x** |  |
| **OP13** |  |  | **x** |  | **x** |  |  |  |
| **OP14** |  |  | **x** |  |  |  |  | **x** |
| **OP15** |  |  |  | **x** |  |  |  | **x** |
| **OP16** |  |  |  | **x** |  |  |  |  |
| **OP17** |  | **x** |  | **x** |  |  |  |  |
| **OP18** |  |  |  |  | **x** |  |  |  |
| **OP19** |  |  | **x** |  | **x** | **x** |  |  |
| **OP20** |  |  |  |  | **x** |  |  | **x** |
| **OP21** |  |  |  |  | **x** |  |  |  |
| **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 stimulativ 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 REȚELELOR 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: Constituirea de stocuri obligatorii de țiței, produse petroliere și gaze naturale.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**(OP7) PARTICIPAREA PROACTIVĂ A ROMÂNIEI LA INIȚIATIVELE EUROPENE DE DIPLOMAȚIE ENERGETICĂ**

AP7a: Participarea României la configurarea mecanismelor de solidaritate pentru asigurarea securității energetice în situații de criză a aprovizionării cu energie.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

AP10a: 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 CONCURENȚEI PE PIEȚELE INTERNE DE ENERGIE**

AP11a: Dezvoltarea pieței interne a gazelor naturale prin creșterea volumelor tranzacționate și a lichidității, și cuplarea ulterioară a acesteia 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 ÎNCÂT CONSUMATORUL DE ENERGIE SĂ BENEFICIEZE DE CEL MAI BUN PREȚ AL ENERGIEI**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

AP15c: Susținerea cercetării științifice pentru decarbonarea sectorului energetic.

AP15d: Promovarea combustibililor alternativi.

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

AP17a: Îndeplinirea țintelor asumate de România pentru anul 2020.

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

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

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

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

**(OP19) TRANSPARENTIZAREA ACTULUI ADMINISTRATIV, SIMPLIFICAREA BIROCRAȚIEI ÎN SECTORUL ENERGETIC**

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

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

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

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

**(OP20) SUSȚINEREA EDUCAȚIEI ȘI PROMOVAREA CERCETĂRII ȘTIINȚIFICE; SECURITATE ȘI SĂNĂTATEÎN MUNCĂ**

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

AP20b: Susținerea învățământului mediu profesional în domeniul energiei.

AP20c: Susținerea activității de cercetare științifică 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;

AP20f: Instruire continua pentru prevenirea riscurilor profesionale, protecţia sănătăţii şi securitatea lucrătorilor, eliminarea factorilor de risc şi accidentare.

(**OP21) ÎMBUNĂTĂȚIREA GUVERNANȚEI CORPORATIVE A COMPANIILOR CU CAPITAL DE STAT**

AP21a: Implementarea normelor privind guvernanța 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 publicarea detaliată a criteriilor de selecție și a rezultatelor intermediare și finale.

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

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

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

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

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

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

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

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

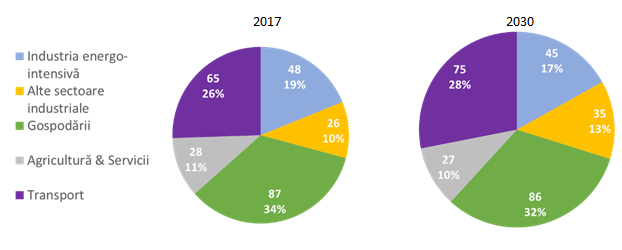
# EVOLUȚIA SECTOARELOR ENERGETICE NAȚIONALE PÂNĂ ÎN ANUL 2030

## 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 capita, 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.



***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

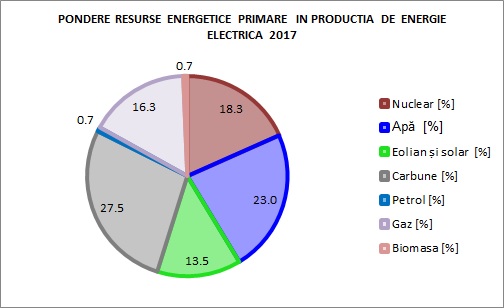
cărbune (lignit și huilă) 27,5% (17,3 TWh); energia electrică produsă în centralele hidroelectrice 23%

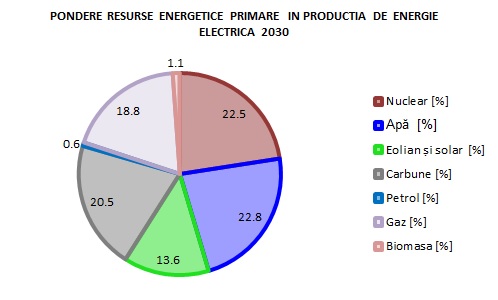
(14,4TWh); energia electrică produsă în centrala nucleară de la Cernavodă 18,3% (11,5 TWh); energia electrică produsă pe hidrocarburi (petrol și gaz) 17% (10,7TWh); energia electrică produsă în instalații eoliene și fotovoltaice 13.5% (8,5TWh), energia electrică produsă din biomasă 0,7% (0,4 TWh).

Grupând sursele de energie regenerabilă, ponderea acestora în structura producției de energie electrică în anul 2017 a fost de 37,2% (23.4TWh) urmată de cărbune cu 27,5% (17,3 TWh).

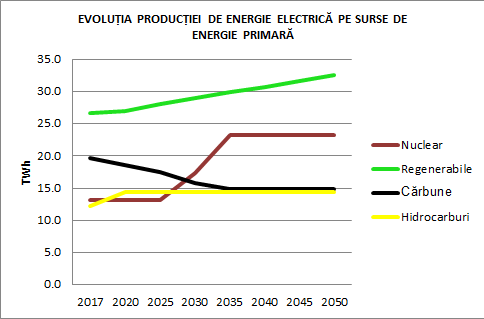
Consumul mediu brut înregistrat în anul 2017 a fost de 59,9 TWh dintr-o producție de 62,8 TWh, diferența constând în exportul de energie electrică.

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 29TWh 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 15,8TWh și va avea o pondere de 20,6%. O creștere de 1,9% va înregistra producția de energie electrică din hidrocarburi cca. 14,5 TWh.





***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. Consumul pentru încălzire urmează să scadă ușor, prin creșterea eficienței energetice.

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

În domeniul explorării şi exploatării zăcămintelor de ţiţei și gaze naturale, în ultimul deceniu s-a pus accentul pe efectuarea programelor de lucrări geologice si geofizice pentru descoperirea de noi rezerve şi dezvoltarea rezervelor existente în vederea susţinerii producţiei şi asigurarea de către concesionari, prin programe proprii de investiţii, a nivelurilor de producţie prevăzute în acordurile petroliere. Realizarea nivelurilor prognozate ale producţiei a fost posibilă prin implementarea unor programe de modernizare şi retehnologizare având drept scop maximizarea valorii portofoliilor existente, îmbunătățirea ratelor de recuperare economica a rezervelor si minimizarea impactului declinului natural al producției.

Perspectivele privind evidenţierea de noi rezerve probabile şi posibile sunt condiţionate de investiţiile care se vor face

în domeniul explorării geologice si geofizice de concesionarii care activează pe teritoriul României, precum şi 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 țiței și gaze naturale, România trebuie să-și asume ca prioritate promovarea/încurajarea 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. Țiței

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.

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

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

Producția de țiței 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 țiței, până la aproximativ 2 mil. 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 pieței de țiței 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 unora noi. În 2017, producția internă a asigurat 89,4% din consumul intern, importul ajungând la 10,60%.

Resursele suplimentare de gaze naturale din zăcămintele onshore și 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 huilă 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 huilă 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 huilă 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 creşte, faţă de anul 2018, cu circa 750 MW. Centralele care vor asigura această creştere de capacitate instalată vor asigura o producţie suplimentară de energie de circa 1,8 TWh/an. Ţinând 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 investiţiilor mai reduşi şi vor trebui să fie dezvoltate pentru a asigura şi alte beneficii decât energia (ex. prevenirea viiturilor, alimentarea cu apă, irigaţii etc).

Deşi se va înregistra o creştere a capacităţii instalate până în 2030, producţia 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 protecţia mediului. Faţă de situaţia 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 producţii nerealizate de circa 2 TWh/an.

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

1. armonizarea cu politicile europene privind protecţia mediului;
2. planificarea integrată a valorificării resurselor de apă şi reluarea implicării financiare a statului în proiectele hidroenergetice cu folosinţe complexe;
3. investiţii noi şi modernizarea centralelor existente; menţinerea unui grad ridicat de siguranţă în exploatare.

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

**Armonizarea cu politicile europene privind protecţia mediului**

Întrucât centralele hidroelectrice mari sunt şi vor rămâne un element de bază pentru securitatea SEN, în modul de implementare a politicilor de mediu se va ţine 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 stadardele medii europene în domeniu. Pentru amenajările hidroenergetice de mică anvergură, conformarea cu standardele medii europene se va realiza până în anul 2025.

*Pasajele pentru migrarea faunei acvatice*

Lucrările de captare a apei aferente amenajărilor hidroenergetice trebuie să asigure circulaţia faunei acvatice. Prin identificarea unor soluţiile fezabile, 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 influenţează aceste areale), sunt în exploatare, în curs de construire sau în fază de proiect şi deţin autorizaţii de construire valabile, se vor aplica următoarele principii:

* în arealele Natura 2000, nu se vor mai realiza noi proiecte hidroenergetice de amploare, cu excepţia celor care au obţinut aprobările necesare până în anul 2018. Doar pentru asigurarea alimentării cu energie a comunităţilor izolate care nu au acces la rețelele de distribuţie a energiei electrice, cu respectarea principiilor conservaţioniste acceptabile pentru arealele Natura 2000 se vor mai putea realiza centrale hidroelectrice cu capacităţi instalate de până în 1 MW, care să alimenteze reţele în sistem insularizat;
* în funcţie de stadiul de implementare a proiectelor cu lucrări în curs şi cu autorizaţii de construire valabile, titularii investiţiilor împreună cu autorităţile competente pentru protecţia mediului, precum şi cu cele pentru gospodărirea apelor, vor identifica soluţiile fezabile pentru adaptarea proiectelor hidroenergetice astfel încât impactul asupra mediului să fie cât mai redus;
* pentru amenajările hidroenergetice în funcţiune, cu ocazia actualizării autorizaţiilor de mediu şi gospodărirea apelor, se vor impune progresiv, între 2020 şi 2030 toate măsurile necesare pentru minimizarea impactului asupra mediului.

**Planificarea integrată a valorificării resurselor de apă şi reluarea implicării financiare a statului în proiectele hidroenergetice cu folosinţe complexe**

Amenajările hidroenergetice cu folosinţe complexe sunt proiecte care produc efecte la nivel local şi regional. Realizarea şi exploatarea acestor amenajări, care în afară de energia electrică aduc şi alte beneficii sociale, va fi susţinută 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, autorităţile publice locale şi investitorii privaţi care doresc să dezvolte sau să finalizeze proiecte hidroenergetice cu folosinţe complexe;
* participarea statului la investiţii 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 şi taxarea diferenţiată în ceea ce priveşte utilizarea apei;
* suportarea costurilor serviciilor asigurate de amenajările hidroenergetice cu folosințe complexe de către beneficiarii reali ai acestora prin contribuţii la costurile de întreţinere şi operare a acestor amenajări.

**Investiţii noi şi modernizarea centralelor existente; menţinerea unui grad ridicat de siguranţă în exploatare**

**Dezvoltarea sistemului energetic înseamnă, în primul rând, creşterea capacităţii de producţie.**

Ţinând cont de potenţialul tehnic amenajabil, până în anul 2030 vor fi finalizate proiectele care în anul 2018 se află în execuţie, însumând o putere de circa 500 MW. De asemenea se vor iniţia şi alte proiecte noi, atât de către investitori privaţi cât şi de către compania cu capital majoritar de stat Hidroelectrica.

Pentru capacităţile aflate în operare, eşalonat, pe măsură ce duratele utilizării normale vor fi atinse, toate echipamentele şi construcţiile vor fi modernizate.

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

* evaluarea stării tehnice a construcţiilor, echipamentelor precum şi a modului în care se desfăşoară activităţile de mentenanţă şi urmărirea comportării construcţiilor;
* revizuirea reglementărilor, normelor şi normativelor tehnice privind activităţile de urmărire a comportării construcţiilor şi de monitorizare a echipamentelor;
* actualizarea reglementărilor, normelor şi prescripţiilor privitoare la proiectarea lucrărilor de reparaţii, pentru a corespunde soluţiilor tehnice moderne;
* actualizarea reglementărilor şi normelor privitoare la lucrările de modernizare şi retehnologizare;
* implementarea şi menţinerea în stare conformă de funcţionare a tuturor sistemelor de avertizare şi intervenţie în caz de calamităţi provocate de avarierea construcţiilor hidrotehnice.

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

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

### VI.2.5. Energie eoliană şi solară

Faţă de totalul capacităţilor instalate în anul 2018 pentru producţia de energie electrică, la nivelul anului 2030 se va înregistra o creştere a capacităţilor eoliene până la o putere de 4.300 MW şi a celor fotovoltaice de până la 3.100 MW.

Corespunzător acestor capacităţi instalate, în anul 2030, energia medie anuală furnizată în sistemul energetic naţional 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 capacităţi distribuite deţinute de prosumator de energie.

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

1. realizarea capacităţilor de stocare a energiei şi dezvoltarea reţelei de transport;
2. declararea unor zone de dezvoltare energetică utilizând surse regenerabile, pentru proiecte mari și asigurarea conectării la rețea prin grija Transelectrica;
3. asigurarea condiţiilor care să permită înlocuirea capacităţilor la sfârşitul ciclului de viaţă;
4. dezvoltarea de capacităţi mici, distribuite şi încurajarea prosumatorilor.

**Realizarea capacităţilor de stocare a energiei şi dezvoltarea reţelei de transport**

Creşterea participării surselor regenerabile până la nivelul prevăzut a fi atins în anul 2030 se va putea realiza doar în condiţiile în care simultan în sistemul energetic naţional se vor dezvolta şi soluţiile de stocare a energiei care să asigure cicluri de încărcare/descărcare cu durate mai mari de 6-8 ore şi o putere totală de 1.000 MW. Pentru aceasta, ţinând cont de realităţile tehnologice din anul 2018, strategia prevede ca Centrala Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompaj Tarniţa-Lăpuşteşti să fie asumată ca investiţie strategică de interes naţional. Pentru a se putea crea premisele creşterii capacităţii de producere a energiei din surse eoliene şi solare este necesar ca acest proiect să demareze până în anul 2025, iar la nivelul anului 2030 să fie în funcţiune la întreaga capacitate.

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

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

**Declararea unor zone de dezvoltare energetică utilizând surse regenerabile**

Repartiţia potenţialului eolian permite valorificarea cu performanţe economice ridicate doar pentru câteva regiuni ale ţării. În aceste regiuni se ajunge la concentrarea capacităţilor de eoliene care provoacă, zonal, o supraîncărcarea şi o depășirea a capacităţii reţelei de transport şi distribuţie a energiei. În ceea ce priveşte protecţia mediului, în dezvoltarea de până acum s-a constatat că a acţionat ca factor limitativ în dezvoltarea de noi parcuri proximitatea cu arealele Natura 2000 precum şi suprapunerea cu culoarele de migraţii ale avifaunei.

Deşi potenţialul solar este caracterizat de o oarecare uniformitate, dezvoltarea proiectelor solare de mare capacitate a fost limitată prin reglementările privind utilizarea terenurilor agricole şi prin capacitatea limitată a reţelelor electrice.

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

**Asigurarea condiţiilor care să permită înlocuirea echipamentelor la sfârşitul ciclului de viaţă**

Marea majoritate a parcurilor fotovoltaice sau eoliene din România au fost realizate şi puse în funcţiune în perioada 2010-2016. Pentru că durata de viaţă 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 şi 2030 va fi necesară promovarea unor politici energetice care să permită operatorilor care deţin şi exploatează aceste centrale să facă înlocuirile necesare.

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

**Dezvoltarea de capacităţi mici, distribuite. Prosumatorul**

Noi scheme de sprijin pentru stimularea investiţiilor 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 reţelele de distribuţie, vor fi consideraţi prosumatori.

Se stabileşte 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 industriali şi agricoli 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 şi de valorificare a acesteia prin aplicarea unei scheme de tip *feed-in-tariff*, prin accesarea unor programe de finanțare pentru realizarea investiţiilor, prin constituirea unor fonduri de garantare care să permită participarea instituţiilor de credit la finanţări, precum şi prin reglementări fiscale care permit compensarea tranzacţiilor în dublu sens între prosumator şi operatorii de distribuţie. Doar pentru consumatorii casnici se va asigura sprijin pentru finanţarea investiţiilor, astfel încât să poată deveni prosumatori.

Noile capacităţi de producţie care vor putea beneficia de scheme de sprijin trebuie să nu producă congestii în reţelele de distribuţie şi transport care le vor prelua energia şi din acest motiv puterea maximă în regim de furnizare în reţea trebuie să fie egală cu puterea maximă aprobată pentru racordarea consumatorului care urmează a deveni prosumator. Operatorii de distribuţie precum şi operatorul de transport, pot institui în funcţie de gradul de încărcare şi topologia reţelelor, limite mai mici ale puterilor instalate, precum şi limita maximă a puterii instalate totale pentru înfiinţarea prosumatorilor.

În cadrul programelor de dezvoltare sectorială se va asigura sprijin pentru asigurarea componentei energetice pentru agricultură şi industrie. Energia necesară funcţionării sistemelor de irigaţii noi, modernizate sau reabilitarea acestora se poate asigura din surse regenerabile, putând fi instalate în acest sens capacităţi noi care vor debita energia în reţea pentru perioadele de timp în care nu se înregistrează consum propriu. Prosumatorul industrial va beneficia de acces prioritar la reţea, pentru a dezvolta propriile capacităţi de producţie 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 şi cei industriali cu reţeaua, 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 prosumator-ul.

### VI.2.6. Biomasă cu destinație energetică

Până în anul 2030, consumului de lemn de foc va înregistra o reducere cu circa 20% a faţă 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 creştere 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 creştere 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, deşeuri şi gaze de fermentare a deşeurilor şi nămolurilor, până se va ajunge ca astfel de centrale să aibă o putere totala instalată de 139 MW. Cazanele unora dintre centrale termoelectrice actuale vor fi adaptate pentru a permite arderea unui adaos de biomasă. În total în anul 2030, prin arderea biomasei se va asigura o producţie 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 neraţională a acestei resurse.

### VI.2.7. Deșeuri cu destinație energetică

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

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

Din fracția umed-organică se poate obține :

* + - gaz - care poate fi injectat în rețeaua de gaze naturale existentă;
    - 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 acelorași 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) este definit ca o alternativa viabila privind „înlocuirea combustibililor convenționali pentru atingerea obiectivelor de mediu si 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 :

* + - termocentrale cu funcționare pe cărbune cu grupuri cu puteri unitare mai mari de 50 MW;
    - 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

Ţinând cont de potenţialul ridicat al resursei geotermale în arealele în care acesta a fost identificat, până în anul 2030 se va extinde valorificarea mai ridicată în special pentru asigurarea încălzirii, pentru prepararea apei calde menajere şi pentru activităţi 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 acestei resurse. Până în anul 2020, se vor iniţia 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 țiței, 10,6% din consumul de gaze naturale, mici cantități de huilă (cca. 3%) și minereu de uraniu. Ținând cont de exporturile de produse petroliere, gradul de dependență de importuri de țiței 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 poziţia 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. Cererea de energie electrică

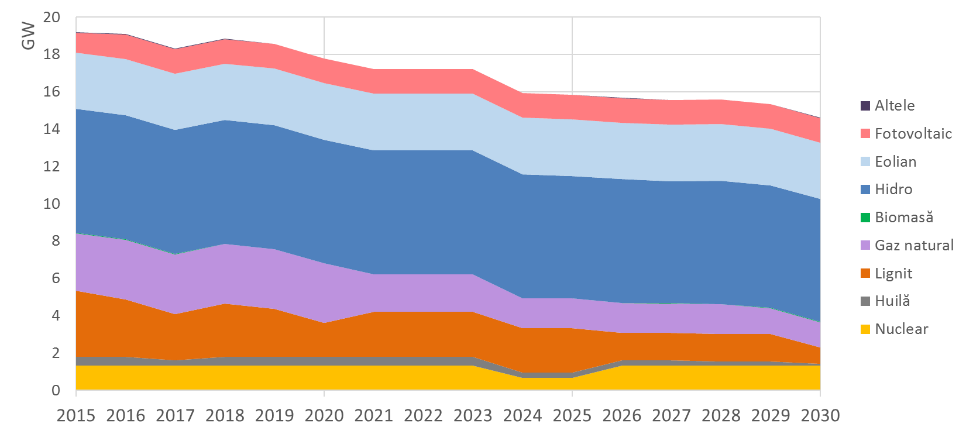
Cererea de energie electrică depinde de ritmul creșterii economice, de nivelul de trai, de evoluția sectoarelor industriale cu potențial de dezvoltare, respectiv de perspectivele utilizării energiei electrice în noi segmente de consum, precum încălzire, răcire, electromobilitate etc.

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.

### 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 capacităţilor pe bază de gaz natural și cărbune care se află la sfârşitul ciclului de viaţă şi 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.

****

***Figura 7 – Disponibilitatea parcului existent de capacități în perioada 2017-2030 (nu includ rezerva).***

***(Sursa: Ministerul Energiei, pe baza datelor Transelectrica, ANRE și raportări ale 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 retehnologizării 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 grea produsă în România. În plus, va asigura continuitatea și dezvoltarea expertizei

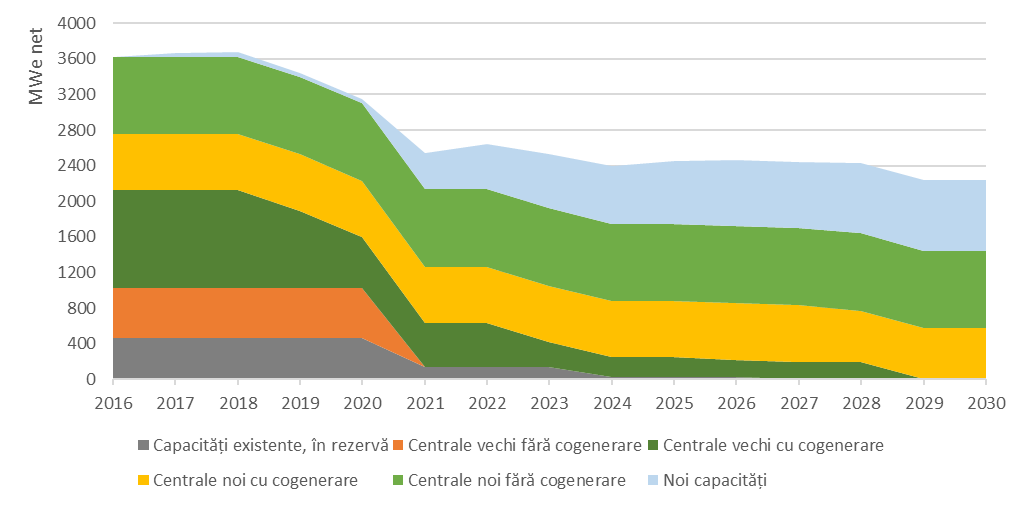
românești în sectorul nuclear, precum și premisele reîntregirii ciclului nuclear complet în România.

Proiectul Unităților 3 și 4 de la Cernavodă este cel mai mare proiect potențial în România în următoarele decenii.

**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 condiționalităților 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 normate 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)***

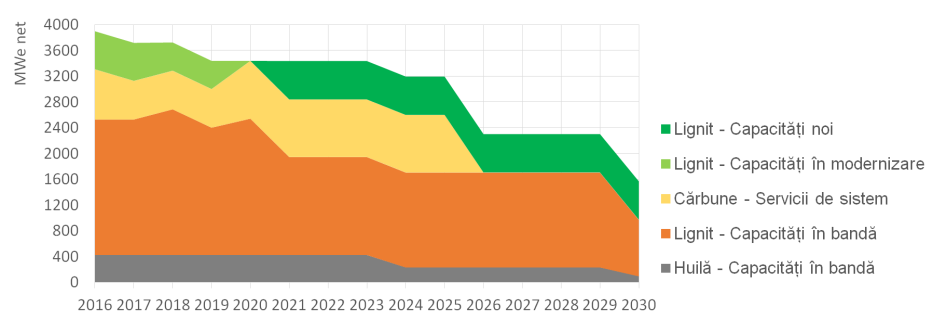
În locul capacităților vechi care vor fi retrase în rezervă sau dezafectate în viitorul apropiat, sunt necesare investiții în noi capacități, o parte fiind destinate funcționării în cogenerare în localitățile cu SACET funcțional: București, Constanța, Galați și altele. Este cuprinsă aici și înlocuirea capacităților de la Iernut. 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 huilă, alte capacități fiind în curs de retehnologizare.

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 retehnologizare 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 lanțul 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 adecvanței SEN în situații de stres, precum perioadele de secetă prelungită sau de ger puternic.

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

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

**Hidroenergia**

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

Capacitățile hidroelectrice pot asigura servicii tehnologice 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 şi retehnologizare la centralele care se află în prezent în exploatare.

Investiţiile necesare pentru finalizarea până în anul 2030 a amenajărilor hidroenergetice cu folosinţă complexă, optimizate conform cerinţelor actuale, se ridică la circa 2,5 miliarde euro, care vor fi asigurate atât de către Hidroelectrica cât şi de alte companii şi autorităţi beneficiare ale acestor folosinţe complexe.

**În anul 2030, puterea totală instalată în centralele hidroelectrice din România va ajunge la 7.490 MW, faţă de 6.741 MW în anul 2018. Urmare a acestei creşteri de capacitate instalată, în anul 2030 producţia de energie electrică în hidrocentrale va creşte de la 16,55 TWh în anul 2018, până la valoarea de 17,60 TWh.**

**Sursele regenerabile de energie electrică (SRE-E)**

Evoluţia tehnologică conduce la scăderea costurilor echipamentelor din domeniul eolian şi fotovoltaic, deschiderea unor noi perspective pentru prosumator, dar şi implementarea unor politici de stabilire a unui cadrul special de reglementare pentru zonele de dezvoltare energetică vor face ca, până în anul 2030, ponderea tehnologiilor regenerabile să crească uşor 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 capacităţi cu o putere instalată totală de cca. 4.300 MW ce vor asigura o producţie de cca. 11 TWh. Noile parcuri eoliene vor fi realizate în interiorul zonelor de dezvoltare energetică ce vor fi declarate.

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

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

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

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

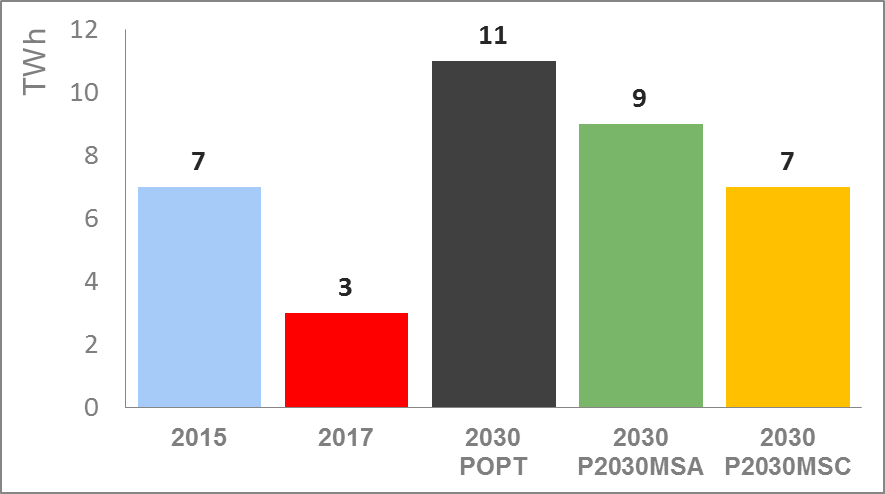
Investiţiile totale care se vor înregistra până în anul 2030 pentru realizarea de centrale noi sau adaptarea celor existente se situează în jurul valorii de 280 milioane euro. Aceste investiţii vor fi asigurate de către operatorii care doresc să valorifice această resursă energetică relativ ieftină în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

### VI.3.3. Importul și exportul de energie electrică

Atât istoria schimburilor transfrontaliere din ultimii ani, cât şi simulările de piaţă la nivel regional şi european au indicat faptul că în balanţa SEN domină tendinţa spre export. Există însă şi situaţii de import, determinate de situaţia 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.

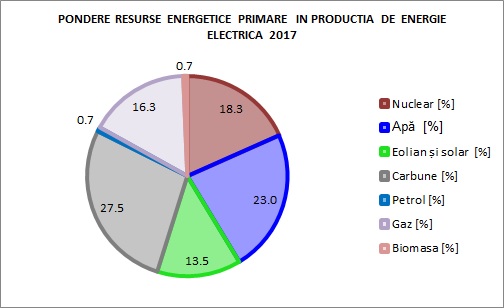
Din considerente de securitate energetică, strategia consfințește locul combustibililor tradiționali în mix: hidroenergie, energie nucleară, cărbune și gaze naturale.

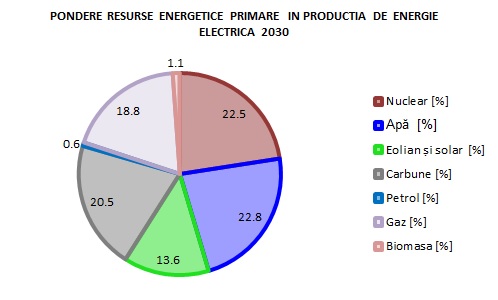
Rolul relativ al gazelor naturale și al cărbunelui în mixul energiei electrice după 2025 va depinde de prețul certificatelor de emisii ETS. Proiecțiile curente arată o creștere susținută a costului emisiilor până la 40 €/tonă CO2 echivalent în 2030, pentru a facilita atingerea țintelor de decarbonare.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

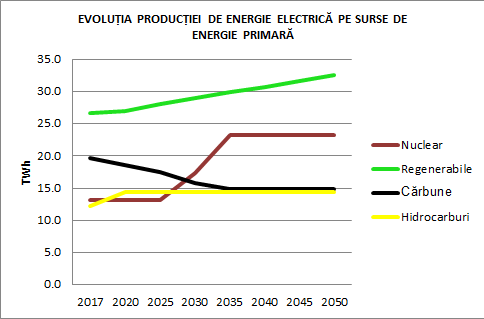
Fără dublarea producției de energie nucleară, mixul energiei electrice va include cantități mai mari de gaze naturale și de cărbune.

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, regenerabile, cărbune și hidrocarburi***

## VI.4. Încălzirea

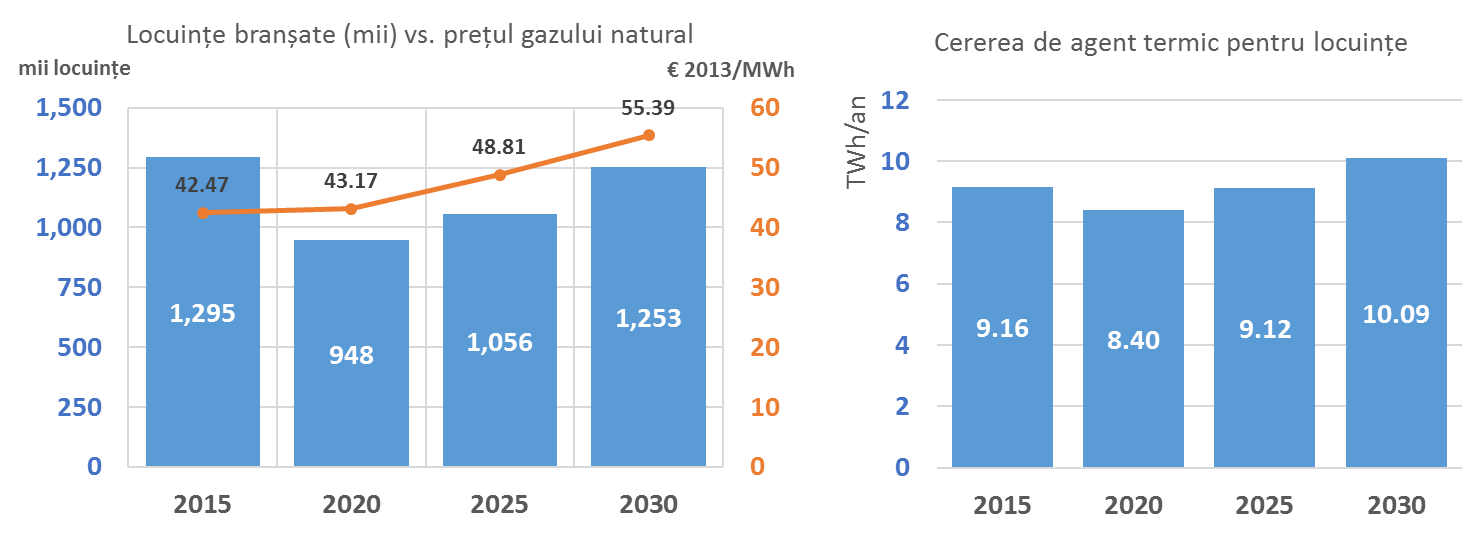
### VI.4.1. Încălzirea prin sisteme de alimentare centralizată cu energie termică

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

Există exemple de bune practici, precum Iași, Oradea, Focșani, Buzău ș.a.m.d. O bună gestiune 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 exploatare 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.



***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 în 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, huilă sau biomasă. Situația este de așteptat să persiste până în 2030.Este de așteptat ca noile ansambluri

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.

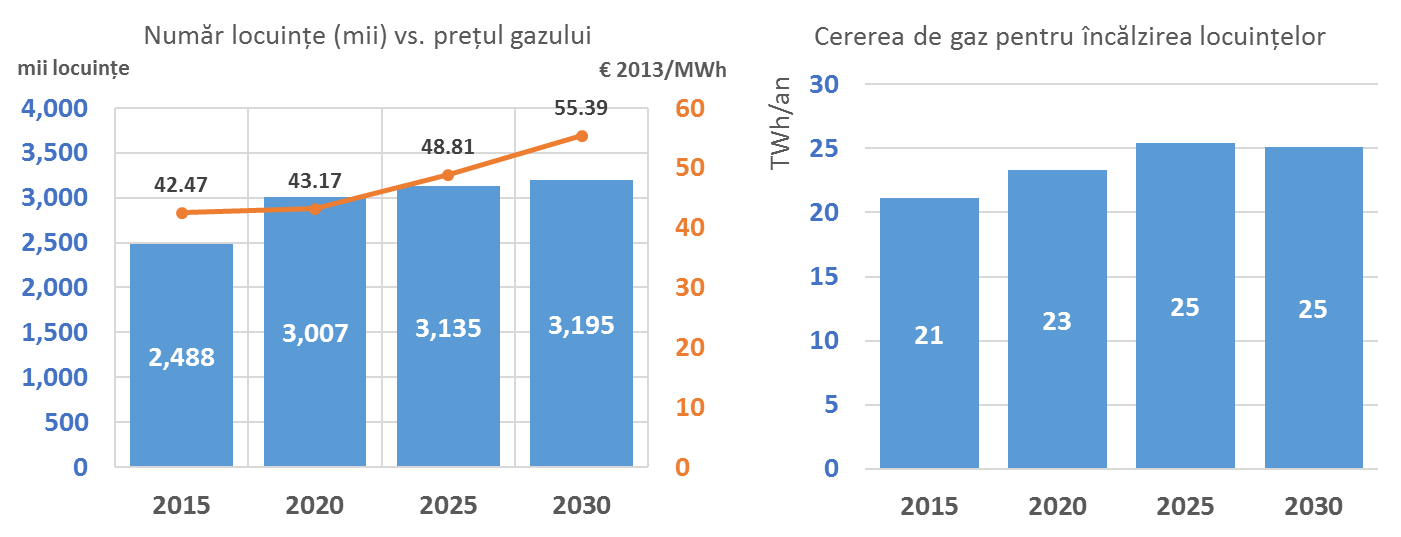
În prezent, există în România mai mult de 2,2 mil gospodării cu centrale termice individuale, majoritatea în mediul urban. Deși astfel de centrale pot asigura fără probleme confortul termic al întregii locuințe în sezonul

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 mil 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).***

***(Sursa: 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 mil locuințe, la care se adaugă câteva zeci de mii de locuințe din zonele miniere, 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 National 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 si 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. Însoțită de acumulatoare 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.

Continuarea pe termen lung a programului Casa Verde Plus ar încuraja dezvoltarea unei piețe naționale pentru pompe de căldură.

Energia geotermală are un potențial relativ scăzut la nivel național, însă ar putea acoperi o parte considerabilă a cererii de energie pentru încălzire în unele localități – inclusiv în București, cu alimentare din surse geotermale de 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 energetica in sectorul transporturilor

Rezultatele pentru 2030 nu indică modificări de substanță în ceea 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 întrevede 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).

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 cel 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 metroului din București, pentru perioada 2018-2030 se preconizează o creștere a activității cu cca 60%, ceea ce determina un consum estimat de energie electrica in 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 noilor 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 in 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 tipuri 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 petrolieri, inclusiv kerosen și GPL, ar urma să fie de 7%. În total, ponderea combustibililor petrolieri 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

Principalul 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 (m2); a necesarului de energie pentru încălzirea unității de suprafață (kWh/ m2), care depinde, la rândul său, de calitatea izolării 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 m2 (medie a suprafeței utile de 47 m2), 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. m2; media suprafeței utile va atinge 68 m2/gospodărie în 2030, în creștere cu aproape 50% față de 2015.

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 etc. O parte a acestor investiții se recuperează în scurt timp, făcând obiectul de activitate al companiilor de servicii energetice de tip ESCO.

### 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 supracritici. 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 public-privat aflat în proces de negociere 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.

Eficientizarea 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 inițial 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 condensație 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. Măsuri 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 şi în Europa şi are potenţialul de a-şi întări acest rol, contribuind activ prin politica şi programele sale la atingerea obiectivelor Uniunii Europene în domeniul energetic.**

### VI.6.6. Investiții în sectorul petrolier

Dat fiind necesarul de investiţii al României în domeniul energetic, poziţia geografică favorabilă, infrastructura existentă, disponibilitatea şi interesul manifestat, România poate juca un rol important în piaţa energetică europeană.

Relansarea investiţiilor în sectorul de explorare şi producţie precum şi în infrastructura de transport și stocare pentru valorificarea rezervelor de gaze naturale este esențială. Finalizarea interconectării sistemului naţional de transport gaze cu cele ale ţărilor vecine şi integrarea pieţei româneşti de gaze în piaţa europeană, precum și regândirea rolului depozitelor de înmagazinare subterană reprezintă factori importanți de diminuare a riscurilor legate de securitatea aprovizionării cu gaze naturale

Ţiţeiul şi, în special, gazele naturale joacă şi vor juca şi în viitor un rol important pe piaţa internă de energie. Factorii care impun ponderea gazelor naturale în balanţa de energie primară a României:

* + existenţa resurselor industriale de gaze naturale la niveluri relativ ridicate;
  + infrastructura existentă de extracţie, transport, înmagazinare subterană şi distribuţie a gazelor naturale extinsă pe întreg teritoriul ţării;
  + comparativ cu ceilalţi combustibili fosili, gazele naturale au cel mai redus impact asupra mediului înconjurător;
  + poziţia favorabilă a României în sistemul de transport internaţional din Europa Centrală şi de Est;
  + posibilitatea de interconectare a Sistemului Naţional de Transport gaze naturale cu sistemul vest-european şi la resursele de gaze din zona Mării Caspice şi Orientul Mijlociu.

În acest context, Guvernul României acordă o importanţă deosebită încurajării investiţiilor în vederea descoperirii de noi rezerve de hidrocarburi şi creşterii ratei de înlocuire a rezervelor.

În sectorul petrolier eforturile investiţionale sunt îndreptate, cu precădere, în următoarele direcţii:

* + cercetare geologică si geofizică pentru descoperirea de noi rezerve de ţiţei şi gaze naturale, maximizarea ratelor de recuperare, în condiții de randament economic precum si raţionalizarea portofoliului;
  + dezvoltarea capacităţii de înmagazinare subterană a gazelor naturale;
  + menţinerea capacităţii de transport şi creşterea siguranţei în exploatarea conductelor de transport;
  + dezvoltarea sistemelor naţionale de transport ţiţei şi gaze naturale;
  + interconectări bidirecționale ale Sistemului Naţional de Transport gaze naturale cu sistemele adiacente din ţările vecine;
  + reabilitarea sistemelor de distribuţie gaze prin înlocuirea conductelor corodate din oţel (având durata de viaţă încheiată sau un grad ridicat de uzură), în principal cu conducte din polietilenă;
  + protecţia mediului înconjurător.

Perspectivele privind evidenţierea de noi rezerve probabile şi posibile sunt condiţionate de investiţiile ce se vor face în domeniul explorării geologice și geofizice de concesionarii producătorii autohtoni şi de companiile străine ce activează pe teritoriul României, precum şi de gradul de reuşită al sondelor de explorare, în sensul evidenţierii 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 petrolier**

Obiectivul general al strategiei sectorului petrolier îl constituie asigurarea condiţiilor pentru satisfacerea necesarului de hidrocarburi (țiței și gaze naturale) pe termen mediu şi lung, la un preţ accesibil, adecvat unei economii moderne de piaţă şi unui standard de viaţă civilizat, în condiţii de calitate, siguranţă 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 şi evoluţiilor ce au loc pe plan naţional şi european. În acest context politica sectorială a României trebuie să fie corelată cu documentele similare existente la nivel european pentru a asigura convergenţa politicii ţării noastre cu politica Uniunii Europene în domeniu.

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

Se vor identifica căile şi măsurile pentru realizarea următoarelor obiective:

1. siguranţa aprovizionării cu gaze naturale;
2. competitivitate pe piaţa internă şi regională;
3. dezvoltarea durabilă a sectorului gazier, în raport cu obiectivele care vizează protecţia mediului şi limitarea schimbărilor climatice;
4. atragerea capitalului necesar modernizării şi dezvoltării sectorului gazier pe toate componentele sale (producție, transport, înmagazinare, distribuție);
5. dezvoltarea în continuare a unei pieţe concurenţiale, caracterizată de concurenţă, transparenţă şi 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 injections” evidențiază o cheltuială totală de 229 miliarde de euro în decada 2021-2030 în zona UE28. Aceasta 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 aibă 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 retehnologizarea 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 Transelectrica 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 gestiune eficace 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 și transport al energiei electrice sunt:

* + finalizarea grupurilor 3 şi 4 la CNE Cernavodă;
  + realizarea unui grup energetic nou de 600 MW la Rovinari;
  + realizarea Centralei Hidroenergetice cu Acumulare prin Pompaj Tarnița-Lăpuștești;
  + grup energetic nou 400 MW parametrii ultrasupracritici la Turceni;
  + centrala Hidroelectrică Turnu-Măgurele – Nicopole, 500 MW;
  + grup energetic nou 200 MW CCGT- Craiova II, pe gaz cu funcționare flexibilă inclusiv stocarea resursei energetice în depozitul subteran Ghercești;
  + grup energetic nou 400 MW CCGT pe gaz cu funcționare flexibilă – Mintia;
  + centrala Hidroelectrică Răstolița – 35 MW;
  + centralele hidroelectrice de pe râul Jiu – 90 MW;
  + centrale hidroelectrice pe râul Olt (defileu) – 145 MW;
* Strategia de dezvoltare a Transelectrica are ca obiectiv închiderea inelului de 400 kV al României. Aceasta prevede, pe lângă o serie de alte proiecte, realizarea LEA 400 kV nouă între stațiile Gădălin și Suceava. Aceasta are un impact major asupra siguranței în funcționare, a capacității de interconexiune, dar contribuie și la consolidarea legăturii dintre cele două zone de rețea aflate în zona de nord a țării;
* închiderea inelului de 400 kV al Municipiului București, pe zona de est, prin realizarea unei linii electrice de 400 kV de la stația electrică de transport București Sud la stația electrică Brazi Vest, inclusiv cu realizarea unei stații noi de transport în zona de NE a Capitalei (Municipiul București și județul Ilfov ating până la 15 % din consumul de energie electrică de la nivel național).

Totalul investițiilor pentru perioada 2018-2030 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 ajunse 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 retehnologizarea 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-private, 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 planetar. 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 al infrastructurii energetice.

**Evoluția sectorului energetic românesc în orizontul anului 2050**

Tendințele de dezvoltare prezentate mai jos se referă la: creșterea rolului sustenabil al biomasei 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 eoliană și fotovoltaică 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 modulari (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 cărbunele 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 piața 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 pompaj 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.

**Eficiența 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 petroliere 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.

Etapa 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 pieței 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 înlocuiți 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 industriile energo-intensive 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 median, 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 petroliere 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 țiței 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. Țițeiul 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 eficiență energetică, în mod echitabil. Mai jos sunt prezentate succint rezultatele modelării pentru 2030, în toate scenariile, cu privire la cota de SRE, emisii de GES și eficiență 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 îl vor avea însă eficientizarea consumului de energie și creșterea ponderii energiilor 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 mil. tCO2 echivalent în 2015 la 94-102 mil. tCO2echivalent 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.

Bineînțeles, 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 aibă loc 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 cei 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 aburului 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 biomasei 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 considerentelor 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 corelata cu contextul național și internațional, ambele evoluând în interdependență dinamică.

Transformarea climatului economic impune noi tendințe de dezvoltare a societății și a nevoilor acesteia. 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 țintelor 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 | Agenția Națională de Reglementare în domeniul Energiei |
| ANRM | Agenția Națională pentru Resurse Minerale |
| ANRSC | Autoritatea Națională de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilități Publice |
| BRUA | gazoductul Bulgaria-Romania-Ungaria-Austria |
| CCGT | turbină cu ciclu combinat pe bază de gaz natural |
| CSC | procesul de captare, transport și stocare geologică a emisiilor de CO2 |
| CE | Comisia Europeană |
| CEH | Complexului Energetic Hunedoara |
| CEO | Complexului Energetic Oltenia |
| CNU | Compania Națională a Uraniului |
| DEN | Dispecerul Energetic Național |
| ELCEN | Electrocentrale Bucureşti |
| ENTSO-E | European Network of Transmission System Operators for Electricity, Reţeaua Europeană a Operatorilor de Transport şi Sistem pentru Energie Electrică |
| ENTSO-G | European Network of Transmission System Operators for Gas, Reţeaua Europeană a Operatorilor de Transport şi 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 si sectorial pentru țările din Europa și economia globală; |
| GES | gaze cu efect de seră |
| GNC | gaz natural comprimat |
| GNL | gaz natural lichefiat |
| GPL | gaz petrolier lichefiat |
| HHI | indicele Herfindahl-Hirschmann |
| IEA | Agenția Internațională pentru Energie |
| mil t | milioane tone |
| mld m3 | 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 *Connecting Europe Facility* |
| PRIMES | Price-Induced Market Equilibrium System, suita de modele utilizate în modelarea cantitativă |
| RADET | Regia Autonoma de Distributie a Energiei Termice din București |
| RET | rețea electrică de transport |
| SACET | sistem de alimentare centralizată cu energie termică |
| SEN | sistemul electroenergetic național |
| SNT | sistem național de transport (pentru gaz natural, respectiv pentru țiței) |
| SRE | surse regenerabile de energie |
| STS | servicii tehnologice de sistem |
| UE | Uniunea Europeană |
| WACC | Weighted Average Cost of Capital, costul mediu ponderat al capitalului (costul capitalului) |
| OTS | operatorul de transport și de sistem pentru energie electrică |
| tep | tone echivalent petrol, unitate de măsură a energiei. 1 tep = 11,628 MWh |
| TWh | terawatt-oră, echivalentul unui miliard de kilowați-oră (kWh), unitate de măsură a energiei. Sunt utilizați și alți multipli ai kWh, respectiv MWh (o mie de kWh) și GWh (un milion de kWh) |