



MINISTERUL ENERGIEI
Profesionalism. Integritate. Transparență

STRATEGIA ENERGETICĂ A ROMÂNIEI

2016-2030, CU PERSPECTIVA ANULUI 2050

Raport consolidat

al sesiunilor de lucru

din cadrul procesului consultativ

al etapei de analiză calitativă

a sectorului energetic românesc

15 iulie 2016

Cuprins

| | |
|---|-----------|
| CUPRINS | 1 |
| LISTA ABREVIERILOR ȘI PRESCURTĂRILOR | 5 |
| DEFINIȚII | 8 |
| SUMAR | 18 |
| CONSIDERAȚII METODOLOGICE | 18 |
| CONȚINUTUL DEZBATERILOR | 19 |
| <i>Guvernanța sectorului energetic</i> | 19 |
| <i>Securitate și diplomație energetică</i> | 20 |
| <i>Priorități de investiții</i> | 21 |
| <i>Mix energetic</i> | 22 |
| <i>Alte aspecte importante discutate în sesiunile de lucru</i> | 23 |
| PRECIZĂRI METODOLOGICE | 24 |
| ENERGIE ELECTRICĂ | 28 |
| ELEMENTE DE CONTEXT | 28 |
| ROLUL STATULUI ÎN SECTORUL ENERGIEI ELECTRICE | 29 |
| <i>Statul ca reglementator și statul ca proprietar de active</i> | 29 |
| <i>Rolul de reglementare al statului în sectorul energiei electrice</i> | 30 |
| <i>Politici fiscale și scheme de sprijin pentru producția de electricitate</i> | 30 |
| <i>Proprietatea rețelelor de transport și distribuție</i> | 32 |
| <i>Proprietatea capacităților de producție</i> | 32 |
| CONSUMUL ȘI MIXUL DE ENERGIE ELECTRICĂ | 33 |
| <i>Elemente de diagnoză – stadiul actual</i> | 33 |
| <i>Aspecte legate de capacitățile instalate și disponibile în SEN</i> | 34 |
| <i>Tendențe ale structurii consumului de energie electrică</i> | 36 |
| <i>Energia nucleară în România</i> | 37 |
| <i>Tendențe ale mixului de generare: combustibili fosili</i> | 39 |
| <i>Tendențe ale mixului de generare: surse regenerabile de energie</i> | 41 |
| TRANSPORTUL ȘI PIAȚA ENERGIEI ELECTRICE | 43 |
| <i>Stadiul actual și planul de dezvoltare al rețelei electrice de transport</i> | 43 |
| <i>Codurile tehnice de rețea și codul comercial de echilibrare</i> | 44 |
| <i>Capacități și mecanisme de echilibrare a pieței de energie electrică</i> | 46 |
| <i>Tehnologii de stocare a energiei electrice</i> | 47 |
| <i>Necesitatea unei piețe de capacități pentru asigurarea adecvantei</i> | 48 |

| | |
|---|----|
| <i>Integrarea pieței de energie electrică cu piața gazului natural</i> | 48 |
| <i>Riscul de infrastructură critică la nivelul RET</i> | 49 |
| PIAȚA DE ENERGIE ELECTRICĂ ÎN CONTEXT INTERNAȚIONAL | 50 |
| <i>Interconectarea SEN cu sistemele electroenergetice ale statelor vecine</i> | 50 |
| <i>Cuplarea piețelor de energie electrică din regiune</i> | 51 |
| <i>Competitivitatea energiei electrice produse în România la nivel regional</i> | 52 |
| <i>Competitivitatea serviciilor de sistem</i> | 53 |
| <i>Balanța import-export de energie electrică</i> | 53 |
| DISTRIBUȚIA ȘI FURNIZAREA ENERGIEI ELECTRICE | 54 |
| <i>Stadiul actual și planuri de dezvoltare a rețelelor electrice de distribuție</i> | 54 |
| <i>Evoluția producției descentralizate de energie electrică</i> | 56 |
| <i>Impactul electrificării transporturilor asupra RED</i> | 57 |
| <i>Impactul încălzirii și al răcirii electrice asupra RED</i> | 59 |
| <i>Despre monopolul natural al rețelelor de distribuție</i> | 60 |
| <i>Infrastructura critică la nivelul RED</i> | 61 |
| <i>Furnizarea energiei electrice</i> | 62 |
| ȚIȚEI, PRODUSE PETROLIERE ȘI GAZ NATURAL | 63 |
| ELEMENTE DE CONTEXT INTERNAȚIONAL | 63 |
| <i>Prețul țiteiului – mecanism de formare și nivel</i> | 63 |
| <i>Prețul gazului natural – mecanisme de formare și nivel</i> | 65 |
| <i>Impactul noilor tehnologii în segmentul upstream</i> | 68 |
| <i>Impactul noilor tehnologii în segmentul downstream: petrolul</i> | 68 |
| <i>Impactul noilor tehnologii în segmentul downstream: gazele naturale</i> | 70 |
| <i>Politicile de combatere a schimbărilor climatice</i> | 71 |
| INDUSTRIA DE ȚIȚEI ȘI GAZ NATURAL ÎN ROMÂNIA: SCURT ISTORIC | 73 |
| STRUCTURA PRODUCȚIEI ȘI TENDINȚE ALE CONSUMULUI DE ȚIȚEI ȘI GAZ NATURAL | 75 |
| <i>Producția, consumul și comerțul extern cu țitei și produse petroliere</i> | 75 |
| <i>Producția, consumul și comerțul internațional cu gaz natural</i> | 77 |
| <i>Tendențe de consum al produselor petroliere și gazului natural</i> | 78 |
| GESTIONAREA RESURSELOR DE ȚIȚEI ȘI GAZ NATURAL DIN ROMÂNIA | 80 |
| <i>Resursele și rezervele de țitei și gaz natural</i> | 80 |
| <i>Aspecte ale activității de explorare</i> | 81 |
| <i>Tendențe ale producției țiteiului și gazului natural în România</i> | 82 |
| POLITICI FISCALE CU IMPACT ASUPRA CERERII ȘI A OFERTEI | 84 |
| <i>Principii și obiective de definire a cadrului fiscal</i> | 84 |
| <i>Cadrul fiscal al segmentului upstream: abordarea statului român</i> | 85 |

| | |
|---|------------|
| <i>Accizarea carburanților</i> | 86 |
| <i>Accizarea gazului natural</i> | 87 |
| TRANSPORTUL ȚIȚEIULUI, PRELUCRAREA ȘI DISTRIBUȚIA PRODUSELOR PETROLIERE | 88 |
| <i>Sistemul Național de Transport al Țițeiului</i> | 88 |
| <i>Prelucrarea țițeiului și transportul produselor petroliere</i> | 89 |
| <i>Aspecte legate de stocurile strategice de carburanți</i> | 90 |
| <i>Distribuția și comercializarea carburanților</i> | 91 |
| TRANSPORTUL INTERN, STOCAREA ȘI DISTRIBUȚIA GAZULUI NATURAL | 92 |
| <i>Sistemul Național de Transport al Gazului Natural</i> | 92 |
| <i>Stocarea și distribuția gazului natural</i> | 94 |
| LIBERALIZAREA PIEȚEI GAZULUI NATURAL | 95 |
| <i>Liberalizarea prețului gazului natural</i> | 95 |
| <i>Integrarea pieței de energie electrică cu cea de gaz natural</i> | 96 |
| PIAȚA DE GAZ NATURAL ÎN CONTEXT INTERNAȚIONAL | 97 |
| <i>Interconectarea SNTGN cu cele ale statelor vecine</i> | 98 |
| <i>Servicii de sistem în context regional</i> | 99 |
| <i>Fluxuri bidirecționale – impactul asupra prețului, ofertei și cererii de gaz</i> | 100 |
| EFICIENȚĂ ENERGETICĂ, ENERGIE TERMICĂ ȘI COGENERARE | 101 |
| ELEMENTE DE CONTEXT | 101 |
| <i>Eficiența energetică</i> | 101 |
| <i>Energie termică și cogenerare</i> | 102 |
| ELEMENTE DE DIAGNOZĂ | 105 |
| <i>Segmentul clădirilor și al serviciilor</i> | 106 |
| <i>Subsegmentul sistemelor de alimentare centralizată cu energie termică</i> | 109 |
| <i>Segmentul transporturi</i> | 113 |
| <i>Segmentul industrial</i> | 113 |
| <i>Segmentul agricultură</i> | 114 |
| PROPUNERI DE INVESTIȚII PUBLICE | 114 |
| PROPUNERI DE POLITICI PUBLICE | 118 |
| PROPUNERI DE REFORME INSTITUȚIONALE..... | 121 |
| GUVERNANȚA SECTORULUI ENERGETIC | 123 |
| ELEMENTE DE CONTEXT | 123 |
| ELEMENTE DE DIAGNOZĂ | 123 |
| STATUL ROMÂN CA DEȚINĂTOR DE ACTIVE ÎN SECTORUL ENERGETIC..... | 126 |
| GUVERNANȚA CORPORATIVĂ A COMPANIILOR DE STAT DIN SECTORUL ENERGETIC .. | 127 |

| | |
|--|-----|
| <i>Rolul Adunării Generale a Acționarilor (AGA)</i> | 128 |
| <i>Rolul Consiliului de Administrație (CA)</i> | 129 |
| <i>Scrisoarea de așteptări</i> | 130 |
| <i>Auditurile și activități de control</i> | 131 |
| <i>Gestionarea obligațiilor de serviciu public</i> | 131 |
| <i>Bugetul companiilor de stat din sectorul energetic</i> | 132 |
| RECOMANDĂRI CU PRIVIRE LA ORGANIZAREA PARTICIPAȚIILOR STATULUI | 132 |
| <i>Modurile de administrare unitar, descentralizat și dualist</i> | 133 |
| <i>Administrarea centralizată a participațiilor de către Ministerul Energiei</i> | 134 |
| <i>Administrarea centralizată a participațiilor în cadrul unui fond suveran</i> | 134 |
| RECOMANDĂRI CU PRIVIRE LA ORGANIZAREA INSTITUȚIONALĂ | 135 |
| <i>Capacitatea de colaborare instituțională la nivelul executivului</i> | 135 |
| <i>Calitate și gradul de coordonare în activitatea de reglementare</i> | 136 |
| <i>Deficiențe ale cadrului instituțional actual</i> | 137 |
| RECOMANDĂRI CU PRIVIRE LA CALITATEA ACTULUI ADMINISTRATIV | 137 |
| <i>Pași către mai multă transparență și integritate în sectorul energetic</i> | 137 |
| <i>Calitatea procesului de consultare a părților interesate</i> | 139 |
| <i>Capitalul uman – gradul de pregătire și motivare a personalului</i> | 139 |
| SECURITATE ȘI DIPLOMAȚIE ENERGETICĂ | 141 |
| SECURITATEA ENERGETICĂ | 141 |
| <i>Securitatea energetică a Uniunii Europene</i> | 141 |
| <i>Securitatea energetică a României</i> | 143 |
| <i>Clarificări ale conceptului de securitate energetică</i> | 146 |
| <i>Vulnerabilități de ordin intern de securitate energetică ale României</i> | 147 |
| <i>Riscuri externe de securitate energetică ale României</i> | 151 |
| <i>Factori de securitate energetică națională</i> | 155 |
| DIPLOMAȚIA ENERGETICĂ | 158 |
| <i>Diplomația energetică a Uniunii Europene</i> | 158 |
| <i>Diplomația energetică a României în context european</i> | 160 |
| <i>Parteneriatul strategic România – S.U.A.</i> | 163 |
| PAȘII URMĂTORI | 165 |

Lista abrevierilor și prescurtărilor

| | |
|-------|--|
| AGA | Adunarea Generală a Acționarilor |
| ANAF | Agencia Națională de Administrare Fiscală |
| ANI | Agencia Națională de Integritate |
| ANRE | Agencia Națională de Reglementare în domeniul Energiei |
| ANRM | Agencia Națională pentru Resurse Minerale |
| BRUA | Gazoductul Bulgaria-Romania-Ungaria-Austria |
| CA | Consiliu de Administrație |
| CANDU | CANadian Deuterium Uranium, tehnologia nucleară canadiană utilizată la CNE Cernavodă |
| CAPEX | CAPital EXpenditures, Cheltuieli de capital, investiții |
| CCGT | Ciclu Combinat Gaz-Turbină |
| CEE | Centrală Electrică Eoliană |
| CEF | Centrală Electrică Fotovoltaică |
| CEGH | Central European Gas Hub |
| CEPA | Center for European Policy Analysis, Centrul pentru Analiza Politicilor Europene (din SUA) |
| CESEC | Central and South Eastern Europe gas Connectivity (Austria, Bulgaria, Croația, Grecia, Italia, România și Slovenia), Organizație internațională constituită pentru realizarea interconectărilor sistemelor de transport al gazului natural dintre statele Europei Centrale și de Sud-Est |
| CET | Centrală Electrică de Termoficare |
| CfD | Contracte pentru Diferență |
| CHE | Centrală Hidroelectrică |
| CHEAP | Centrală Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompă |
| CNE | Centrală Nucleară Electrică |
| CNP | Comisia Națională de Prognoză |
| CNTEE | Compania Națională de Transport al Energiei Electrice |

| | |
|---------|---|
| CONPET | Operatorul Sistemului Național de Transport Țiței și derivate prin conducte din România |
| CV | Certificat Verde |
| DEN | Dispecerul Energetic Național |
| ENTSO-E | European Network of Transmission System Operators for Electricity, rețeaua europeană a operatorilor de transport și sistem pentru energie electrică |
| ENTSO-G | European Network of Transmission System Operators for Gas, rețeaua europeană a operatorilor de transport și sistem pentru gaz natural |
| ESCO | Energy Services Company, companii de servicii energetice |
| EU ETS | European Union Emission Trading Scheme |
| GES | Gaze cu Efect de Seră |
| GNC | Gaz Natural Condensat |
| GNL | Gaz Natural Lichefiat |
| GPL | Gaz Petrolier Lichefiat |
| ICE | Intercontinental Exchange, platformă importantă de tranzacționare internațională |
| IEA | International Energy Agency, Agenția Internațională pentru Energie |
| IGU | International Gas Union, Uniunea Internațională a Gazului |
| INS | Institutul Național de Statistică |
| INTOSAI | International Organisation of Supreme Audit Institutions, Organizația Internațională a Instituțiilor Supreme de Audit |
| IPCC | Intergovernmental Panel on Climate Change, Panelul Interguvernamental privind Schimbările Climatice |
| JRC | Joint Research Centre, serviciul de cercetare științifică al Comisiei Europene |
| MDRAP | Ministerului Dezvoltării Regionale și a Administrației Publice |
| NATO | North Atlantic Treaty Organisation, Organizația Tratatului Atlanticului de Nord |

| | |
|----------|--|
| NBP | National Balancing Point, punct de tranzacționare pentru gaz natural, în Marea Britanie |
| OCDE | Organizația pentru Cooperare și Dezvoltare Economică |
| OPCOM | Operatorul pieței de energie electrică și unul dintre cei doi operatori ai pieței de gaz natural din România |
| OPEX | OPERating EXpenses, costuri cu mentenanța și operarea de zi cu zi a unui activ |
| PNAEE | Planul Național de Acțiune în domeniul Eficienței Energetice |
| PNAER | Planul Național de Acțiune în domeniul Energiei din surse Regenerabile |
| PVT | Punct Virtual de Tranzacționare |
| RED/ RET | Rețeaua electrică de distribuție / Rețeaua electrică de transport |
| SACET | Sistemului de Alimentare Centralizată cu Energie Termică |
| SCADA | Supervisory Control And Data Acquisition, sistem de control și achiziție de date |
| SEN | Sistemul Electroenergetic Național |
| SNTGN | Sistemul Național de Transport al Gazelor Naturale |
| SNTT | Sistemul Național de Transport al Țițeiului |
| SRE | Surse Regenerabile de Energie |
| tep | tone echivalent petrol |
| TSO/ OTS | Transmission System Operator, Operator de Transport și Sistem |
| TTF | Title Transfer Facility, punct de tranzacționare virtual pentru gaz natural, în Olanda |
| UE | Uniunea Europeană |
| VMI | Venit Minim de Inserție |
| VPP | Virtual Power Plant |
| WANO | World Association of Nuclear Operators, Asociația Mondială a Operatorilor Energiei Nucleare |
| WEO | World Energy Outlook |
| WTI | West Texas Intermediate |

Definiții

| | |
|--|---|
| Acces la rețeaua electrică de interes public | Ansamblul de reguli prin care un terț își exercită dreptul de a se racorda și de a folosi, în condițiile legii, rețelele electrice de transport și distribuție. |
| Adecvanță | Capacitatea SEN de a satisface în permanență cererile de putere și energie ale consumatorilor, luând în considerare ieșirile din funcțiune ale elementelor sistemului, atât cele programate cât și cele rezonabil de așteptat a se produce neprogramat. |
| Biocarburant | Combustibil lichid sau gazos utilizat pentru transport și produs pe bază de biomasă. |
| Biomasă | Fracțiunea biodegradabilă a produselor, deșeurilor și reziduurilor de origine biologică din agricultură (inclusiv substanțe vegetale și animale), silvicultură și industriile conexe, inclusiv pescuitul și acvacultura. |
| Capacitate de interconexiune | Capacitate de transport de energie care traversează sau trece peste granița dintre două state și care face legătura între sistemele de transport naționale ale acelor state. |
| Capacități de stocare a energiei electrice | Centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj, ansambluri de baterii statice, autovehicule electrice, sisteme de aer comprimat, soluții de producție hidrogen și alte soluții și sisteme de stocare a energiei electrice. |
| CAPEX | Cheltuielile cu investițiile pe care le face o firmă, fie că este vorba despre echipamente, utilaje sau mașini noi, sau despre un sistem software, care datorită naturii lor se capitalizează și se amortizează pe durata de folosință. |
| <i>Carbon leakage</i> | Describe situația ce poate apărea, din cauza costurilor legate de politicile de mediu, în care companiile își relocalizează producția în zone cu constrângeri mai mici în ceea ce privește emisiile de gaze cu efect de seră. |
| Centrală electrică | Ansamblu de instalații, construcții și echipamente necesare pentru conversia unei forme de energie în |

| | |
|---|--|
| | energie electrică; o centrală electrică cuprinde una sau mai multe unități (grupuri) de producere. |
| Centrală electrică cu ciclu combinat | Centrala electrică echipată cu una sau mai multe turbine cu gaz natural și cel puțin o turbină cu abur, funcționând împreună. (engl. CCGT) |
| Centrală electrică de termoficare cu cogenerare | Ansamblul de instalații, construcții și echipamente necesare pentru producerea combinată și simultană de energie electrică și energie termică. |
| Certificat verde | Titlul ce atestă producerea din surse regenerabile de energie a unei cantități de energie electrică. Certificatul se poate tranzacționa distinct de cantitatea de energie electrică pe care acesta o reprezintă, pe o piață organizată, în condițiile legii. |
| CertIFICATE de emisii de dioxid de carbon (CO ₂) sau de emisii de gaze cu efect de seră | Drepturi tranzacționabile, reprezentând o tonă de CO ₂ . La nivel european, acestea pot proveni din alocări anuale pe care Comisia Europeană le împarte statelor membre și respectiv instalațiilor incluse în mecanismul EU ETS (certIFICATE tip EUA). Există și certificate provenite din proiecte realizate sub egida ONU, prin care se reduc emisiile globale de CO ₂ sau de alte gaze cu efect de seră (proiecte CDM – <i>Clean Development Mechanism</i> , pentru certificate tip CER; proiecte JI – <i>Joint Implementation</i> , pentru certificate tip ERU). |
| Codul comercial de echilibrare | Colecția de reglementări referitoare la relațiile comerciale pe piața angro de energie electrică, ce cuprinde definirea participanților și a regulilor pieței: înregistrare, ofertare, efectuare plăți, încheiere de tranzacții, constituire garanții, regularizări, penalități financiare etc. |
| Codul tehnic al rețelelor electrice de distribuție/ transport | Colecție de reglementări cu caracter tehnic prin care se stabilesc reguli și proceduri obligatorii pentru toți participanții la piața energiei, pentru planificarea, dezvoltarea, exploatarea, administrarea și întreținerea rețelelor electrice de distribuție/transport. |

| | |
|--|--|
| Consumator angro | Persoana fizică sau juridică ce cumpără energie electrică în vederea revânzării în interiorul sau în exteriorul sistemului în cadrul căruia este stabilită. |
| Consumator casnic | Persoană fizică ce cumpără energie electrică pentru propriul consum casnic, excluzând consumul pentru activități comerciale sau profesionale. |
| Consumator final | Orice persoană fizică sau juridică ce cumpără energie electrică pentru consum propriu. |
| Consumator vulnerabil | Consumatorul final aparținând unei categorii de clienți casnici care, din motive de vârstă, sănătate sau venituri reduse, se află în risc de marginalizare socială și care, pentru prevenirea acestui risc, beneficiază de măsuri de protecție socială, inclusiv de natură financiară. Măsurile de protecție socială, precum și criteriile de eligibilitate pentru acestea se stabilesc prin acte normative. |
| Contract bilateral | Contract care generează, de la data încheierii lui, obligații reciproce și interdependente în sarcina ambelor părți, obligația fiecărei părți avându-și cauza juridică în obligația celeilalte, deci fiecare parte are atât calitatea de creditor, cât și calitatea de debitor. |
| Contract de furnizare a energiei electrice | Contractul în baza căruia furnizorul de energie electrică livrează clientului său o cantitate de energie electrică pentru o anumită perioadă de timp, cu menționarea modului de calculare a prețului final al energiei electrice. |
| Contract pentru diferență (CfD) | Contractul pentru diferență (din engl. <i>Contract for Difference</i>) este o înțelegere între un cumpărător și un vânzător prin care aceștia sunt de acord să-și deconteze diferența de valoare a unui activ între momentul inițierii și cel al lichidării contractului. Valoarea contractului crește sau scade în corelație cu creșterea sau scăderea în valoare a activului suport. Tranzacția se poate încheia pe o piață reglementată sau în afara ei, între investitor și intermediarul care îi oferă cotații investitorului. |

| | |
|----------------------------------|---|
| Curbă de consum | Diagrama puterilor de moment (calculate pentru fiecare interval al pieței de echilibrare – în prezent, la fiecare oră; pe viitor, posibil la fiecare 30 sau la 15 minute) utilizate de către un consumator în cursul unei zile calendaristice. |
| Curbă de sarcina SEN | Diagrama rezultată prin însumarea curbelor de consum ale tuturor consumatorilor din SEN, inclusiv consumurile tehnologice din centralele și rețelele electrice și diagrama soldului import/export al SEN. Curba de sarcină prezintă o variație zilnică cu minime (goluri) și maxime (vârfuri) de consum. Alura curbei de sarcină a SEN prezintă diferențe semnificative între zilele nelucrătoare și zilele lucrătoare, precum și în funcție de anotimp. Funcționarea unui sistem electroenergetic este cu atât mai economică cu cât curba de sarcină este mai plată. |
| Decarbonare | Procesul de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră din industrie prin mijloace tehnologice curate, prin înlocuirea capacităților energetice poluante cu unele nepoluante și prin înlocuirea combustibililor cu emisii mari de CO ₂ cu alți combustibili fără emisii de GES sau cu emisii scăzute. |
| Distribuție de energie electrică | Transportul energiei electrice prin rețele de distribuție de înaltă, medie și joasă tensiune, cu tensiunea de linie nominală de maxim 110 kV, în vederea livrării acesteia către clienți, fără a include furnizarea. |
| Eficiență energetică | Reprezintă capacitatea unui echipament de a furniza un produs cu un consum cât mai scăzut de energie. |
| Energie finală | Reprezintă energia măsurată la consumatorul final. Spre exemplu, energia provenită din arderea gazului natural sau a cărbunelui în centrale termoelectrice, ulterior transportată și apoi distribuită sub formă de energie termică sau de energie electrică la consumatorul final. |
| Energie primară | Formă de energie care nu a suferit nicio transformare prealabilă (exemplu: gazul natural la gura sondei; |

petrolul brut la extracție; cărbunele la depozitarea în termocentrală).

| | |
|--|--|
| Energie termică | Energia conținută de un sistem sub formă de căldură. |
| Hidrocarburi | Compuși chimici ale căror molecule sunt formate (aproape în exclusivitate) din atomi de carbon și hidrogen. În general, hidrocarburile sunt combustibili. |
| Hub (în contextul piețelor de energie) | Locație fizică și/sau virtuală în care se concentrează activitatea de tranzacționare a unui produs energetic. Comercializarea energiei în hub necesită interconectări fizice între liniile de transport spre hub (<i>entry points</i>) și de ieșire din hub (<i>exit points</i>). Un hub fizic dispune și de capacitate de stocare a energiei. Tranzacțiile în hub sunt standardizate și se pot derula fie bilateral, fie în cadrul unei platforme organizate de tranzacționare (bursă). |
| Independență energetică | Autosuficiență, autarhie energetică caracterizată de aspirație către insularizare, cu un grad scăzut de interconectare cu sistemele energetice ale statelor vecine. Abordarea este contraproductivă în condiții de internaționalizare, chiar globalizare, a piețelor de energie. |
| Indicatori de performanță | Coeficienți ce reflectă performanța persoanelor sau proceselor, în baza cărora este monitorizată activitatea acestora în vederea îmbunătățirii proceselor decizionale. |
| Intensitatea energetică a economiei | Consumul intern brut de energie în relație cu economia națională (cantitatea de energie necesară pentru producerea unei unități a produsului intern brut). |
| Liberalizarea prețurilor | Reprezintă procesul de dereglementare a prețurilor, cu scopul asigurării cadrului în care acestea să fie stabilite prin mecanisme transparente și eficiente de piață, în baza echilibrului dintre cerere și ofertă. |
| Managementul cererii de energie (engl. <i>demand side management</i>) | Controlul activ și dinamic al receptoarelor (consumatori de energie electrică) prin mijloace tehnice destinate soluționării cererii la vârf de consum. Constă în diferite metode, precum stimulentele financiare sau schimbarea |

comportamentului prin educație. Efectul este acela al aplatizării curbei de sarcină, prin stimularea consumului în orele de gol de sarcină și descurajarea acestuia în orele de vârf. Beneficiile demersului sunt: reducerea puterii instalate în SEN, reducerea pierderilor și a necesarului de capacitate în infrastructura de transport și distribuție a energiei electrice, asigurarea alimentării consumatorilor cu energie electrică la costuri mai mici.

| | |
|---|---|
| Micro-rețele | Un set de generatoare, de receptoare și, eventual, de capacități de stocare a energiei electrice, conectate în proximitate unele față de celelalte, dar neconectate la rețeaua electrică de transport/ distribuție (de sine stătătoare). Echilibrarea producției și a consumului de energie electrică are loc integral la nivelul micro-rețelei. |
| Monopol natural în sectorul energetic | Situația de piață în care serviciul de transport și serviciul de distribuție prin linii și conducte (pentru energie electrică, gaz natural, țiței etc.) se asigură, fiecare în parte, de către un singur operator economic pentru utilizatorii de pe un teritoriu delimitat. Monopolul natural este strict reglementat, dar este justificat pentru a asigura eficiența în exploatare a rețelelor și, implicit, un cost cât mai redus al energiei la consumatorul final. |
| Neutralitate tehnologică | Existența unei diversități de soluții și tehnologii capabile să satisfacă țințele de politică energetică sau nevoile specifice ale utilizatorilor. În baza acestui principiu pot fi alese cele mai eficiente soluții într-o situație dată. Există însă și considerente de altă natură decât cea economică – de mediu, de securitate etc. – ce influențează deciziile de investiții pentru fiecare proiect în parte. |
| Operator al pieței de energie electrică | Persoana juridică ce asigură organizarea și administrarea piețelor centralizate, cu excepția pieței de echilibrare, în vederea tranzacționării angro de energie electrică pe termen scurt, mediu și lung. În România, OPCOM S.A., filială a CNTEE Transelectrica S.A. asigură încheierea |

aranjamentelor de piață cu energie electrică, referitoare la cantitățile tranzacționate și la preț.

| | |
|--|--|
| Operator de transport/distribuție | Persoană care deține, sub orice titlu, o rețea electrică de transport/distribuție și este titulară a unei licențe de transport/distribuție prin care răspunde de operarea, asigurarea întreținerii, dezvoltarea rețelei electrice de transport/distribuție într-o anumită zonă (dacă este necesar), interconectarea acesteia cu alte sisteme (acolo unde este cazul), precum și de asigurarea capacității pe termen lung a sistemului de a acoperi cererile rezonabile pentru transportul energiei electrice. În România, CNTEE Transelectrica S.A. deține, exploatează, întreține, modernizează și dezvoltă rețeaua națională de transport a energiei electrice. Există 8 regiuni de distribuție a energiei electrice în România. |
| OPEX | Costurile cu operarea și mentenanța care însumează toate acele cheltuieli făcute de companie pentru desfășurarea în condiții de eficiență economică a activității de zi cu zi. |
| Ordinea de merit (pe piața de echilibrare) | Ordonarea perechilor preț-cantitate din ofertele zilnice validate. Ordinea de merit stabilește ce grupuri ale centralelor electrice pot funcționa în mod profitabil la prețul pieței pentru fiecare perioadă de echilibrare (raportat la prețul oferit împreună cu cantitatea pentru fiecare pereche, nu neapărat la costul real). |
| Piața centralizată de energie electrică | Cadrul organizat de desfășurare a tranzacțiilor cu energie electrică între diverși operatori economici, intermediat de operatorul pieței de energie electrică sau de operatorul de transport și sistem, pe baza unor reguli specifice, aprobate de autoritatea competentă. Definiția este aceeași pentru piața centralizată de gaz natural. |
| Piața de energie electrică intrazilnică și cea pentru ziua următoare (PZU) | Piața intrazilnică este piața centralizată de energie electrică, ce oferă participanților posibilitatea de a-și îmbunătăți echilibrarea portofoliului pentru o zi de livrare prin tranzacții efectuate în sesiuni desfășurate |

după încheierea tranzacțiilor pe piață pentru ziua următoare și înainte cu un anumit interval de timp de începere a livrării. Piața pentru ziua următoare (PZU) este piața centralizată de energie electrică pentru vânzarea și cumpărarea energiei electrice în ziua de livrare care urmează imediat după ziua de tranzacționare.

| | |
|---|--|
| Piața centralizată pentru alocarea capacităților de interconexiune internațională | Cadru organizat de alocare, prin licitații implicite, a capacității de interconexiune. Se realizează distinct pentru importuri realizate prin contracte, pe perioade de până la un an și pentru tranzacții pe PZU. Alocarea capacității de interconexiune pentru export pe contracte pe termen lung se realizează în dialog cu autoritățile țărilor vecine, iar cantitățile rămase nealocate pe contracte se alocă prin licitații implicite pe PZU, în ordinea crescătoare a prețului de achiziție a energiei electrice de către importator. |
| Piața <i>futures</i> | Piață bazată pe angajamente standardizate de a cumpăra sau a vinde marfă la un preț stabilit în momentul încheierii tranzacției, cu lichidarea contractului la o dată viitoare, folosind o platformă de tranzacționare. |
| Producător de energie electrică | Persoana fizică sau juridică având ca specific activitatea de producere a energiei electrice, inclusiv în cogenerare. |
| Producător dispecerizabil | Producător care deține grupuri generatoare ce pot fi programate, cu putere mai mare de 10 MW, în cazul grupurilor generatoare hidroenergetice, cu putere mai mare de 20 MW, în cazul grupurilor generatoare termoenergetice și cu putere instalată mai mare de 5 MW în cazul centralelor fotovoltaice, eoliene sau cu motoare cu ardere internă. (Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport) |
| Producere distribuită sau descentralizată de energie | Generarea de energie electrică, de cele mai multe ori de valori mici, localizată aproape de un anumit consumator pe care îl alimentează. |

| | |
|--|---|
| Prosumator (din engl. <i>prosumer</i>) sau consumator activ | Consumator final de energie care și produce energie la locul de consum folosind unități mici de generare a energiei electrice precum eoliene, panouri fotovoltaice, diesel, gaz natural în cogenerare, hidro etc. Cantitatea produsă poate fi mai mică sau mai mare decât consumul propriu, prosumatorul fiind conectat la rețeaua electrică de distribuție și/sau dispunând de propria capacitate de stocare a energiei electrice. |
| Putere disponibilă (brută) | Puterea activă maximă brută, de durată, pe care un grup generator o poate da, cu respectarea condițiilor de siguranță mecanică și electrică. |
| Putere instalată (brută) | Puterea activă nominală indicată de producător și înscrisă pe plăcuța generatorului sau în documentația tehnică a fabricii constructoare. |
| Reglaj primar | Reglarea automată și rapidă (timp mai scurt de 30 de secunde) a puterii active a grupurilor generatoare sub acțiunea reguletoarelor de viteză proprii, în scopul menținerii echilibrului dintre producție și consum la o frecvență apropiată de valoarea de consemn, asigurând securitatea rețelei pe principiul solidarității partenerilor de producție. |
| Reglaj secundar | Reglaj automat centralizat al frecvenței (puterii de schimb cu corecția de frecvență) pentru aducerea frecvenței la valorile de consemn în cel mult 15 minute. |
| Reglaj terțiar lent | Reglajul centralizat al puterilor active ale unor grupuri generatoare în scopul refacerii rezervei de reglaj terțiar rapid în condițiile prevăzute de Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport. |
| Reglaj terțiar rapid | Reglajul centralizat al puterilor active ale unor grupuri generatoare în scopul refacerii rezervei de reglaj secundar în condițiile prevăzute de Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport. |

| | |
|--|--|
| Reziliență energetică | Capacitatea sistemului energetic de a face față schimbărilor, întreruperilor și stopării furnizării de resurse energetice, precum și abilitatea de a se recupera rapid după întreruperi. Atingerea acestui obiectiv însoțește conceptele securitate și sustenabilitate energetică. |
| Sărăcie energetică | Sărăcia energetică reprezintă situația în care o persoană sau o gospodărie este pusă în imposibilitatea de a-și acoperi în mod constant și în timp util nevoile de bază, precum și nevoile energetice minimale: iluminatul, încălzirea optimă a locuinței pe timp de iarnă, susținerea facilităților de gătit și asigurarea apei calde în locuință. |
| Securitate energetică | Capacitatea unui stat de a asigura în mod neîntrerupt necesarul de energie, pe termen scurt și lung, pentru toți consumatorii de pe teritoriul său din surse diversificate și la prețuri accesibile. Mijloacele principale de asigurare a securității energetice sunt piața de energie (cu cadrul de reglementare specific), comerțul internațional cu energie și diplomația energetică. |
| Sistem Electroenergetic Național (SEN) | Sistemul electroenergetic situat pe teritoriul național. SEN constituie infrastructura de bază utilizată în comun de participanții la piața de energie electrică. Este ansamblul de echipamente electrice interconectate într-un spațiu dat și reprezentând un tot unitar, cu o funcționalitate bine determinată, ce formează o instalație electrică. |
| Solidaritate energetică | Solidaritatea este conceptul ce stă la baza construirii Uniunii Energetice și se reflectă în numeroase politici comune. Prin solidaritate se adâncește interdependența energetică între state, prin susținerea reciprocă într-o piață comună unică europeană a energiei, precum și în situații de criză. |

Sumar

Considerații metodologice

Prezentul *Raport al etapei de analiză calitativă* constituie un document intermediar în elaborarea noii Strategii Energetice a României, rezultat dintr-un amplu proces de consultare a experților din sectorul energetic național și a părților interesate. Au fost organizate, în perioada 9 martie – 14 aprilie a.c., cinci sesiuni specializate de lucru, cu următoarele teme de dezbateri:

- Energie electrică (9 și 10 martie, Universitatea Politehnica București, UPB)
- Țiței, produse petroliere și gaze naturale (11 martie, UPB)
- Eficiență energetică, energie termică și cogenerare (24 martie, UPB)
- Guvernanța sectorului energetic (4 aprilie, Academia de Studii Economice, ASE)
- Securitate și diplomație energetică (14 aprilie, ASE).

Cele cinci teme definesc structura raportului de față.

La sesiunile de lucru au participat aproximativ 250 de specialiști ai Guvernului, ai Parlamentului și ai Administrației Prezidențiale, ai agențiilor de reglementare, ai mediului academic, ai asociațiilor de producători, distribuitori și consumatori de energie, ai organizațiilor neguvernamentale. Au fost elaborate rapoarte pentru fiecare sesiune de lucru, fiecare fiind supus consultării publice. Documentul de față se bazează pe minutele sesiunilor de lucru, pe observațiile, comentariile și propunerile rezultate din consultarea publică pe marginea rapoartelor, dar și pe alte studii și documente strategice de nivel național și internațional. **Raportul prezintă, așadar, o armonizare a pozițiilor părților interesate, dar nu reprezintă, în acest stadiu, poziția oficială a Ministerului Energiei.**

În lumina celor **trei obiective strategice fundamentale – securitatea energetică, competitivitatea sectorului energetic și a economiei naționale, protecția mediului și atenuarea schimbărilor climatice** – din etapa de analiză calitativă a rezultat o radiografie a sistemului energetic național, care îi relevă atuurile și vulnerabilitățile sistemice, dar și elementele unei viziuni de dezvoltare în orizontul de timp al Strategiei, cu multiple propuneri de căi de acțiune pentru realizarea obiectivelor strategice.

Pe baza *Analizei stadiului actual* (publicată în luna februarie pe site-ul Ministerului Energiei, împreună cu inventarul obligațiilor naționale și internaționale în sectorul

energetic), a prezentului raport și a altor studii și documente strategice de dată recentă va fi realizat documentul final al Strategiei Energetice a României.

Totodată, urmează să înceapă derularea **etapei de modelare cantitativă** a datelor despre sistemul energetic național, cu elaborarea unor scenarii de dezvoltare în orizontul anilor 2030 și 2050. Rezultatele modelării, preconizate a fi livrate la finele lunii septembrie a.c., vor furniza argumente de ordin numeric pentru ierarhizarea între acțiunile prioritare propuse în analiza calitativă, din perspectiva celor mai eficiente investiții în capacități de producție, infrastructură, eficiență energetică etc. Aceste capacități sunt menite a realiza un sector energetic european, robust, nepoluant și eficient din punct de vedere tehnologic și economic, având în centrul atenției consumatorul final.

Conținutul dezbaterilor

Cele cinci sesiuni de lucru au reliefat următoarele aspecte importante:

Guvernanța sectorului energetic

Sectorul energetic are nevoie de un cadru legislativ și de reglementare stabil, predictibil, coerent și transparent, pentru stimularea și sprijinirea investițiilor. Acesta presupune o colaborare și o coordonare eficientă între autorități și părțile interesate – Guvern, operatori, investitori, reglementatori, organizații non-guvernamentale, asociații etc.

De asemenea, trebuie adoptate cele mai bune practici de guvernanță corporativă în sectorul energetic, pentru a delimita fără echivoc activitatea statului ca legiuitor, reglementator și elaborator de politici de cea de deținător și administrator de active (fără ingerințe politice). Transparența este o exigență atât în procesul de elaborare a legislației, prin proceduri deschise și consultare publică de substanță, cât și în gestionarea activelor controlate de stat, prin eliminarea conflictelor de interese și instituirea raportărilor trimestriale și anuale la un nivel apropiat de detaliu celui specific companiilor listate la bursă.

Este imperioasă eficientizarea companiilor energetice cu capital majoritar de stat prin management profesionist, cu închiderea treptată a celor ce nu mai pot fi profitabile din cauza activelor învechite, ineficiente și poluante. Politica de dividend trebuie să urmărească exclusiv interesele de dezvoltare pe termen mediu și lung ale companiilor, fără considerente de ordin politic.

O premisă a Strategiei Energetice este liberalizarea prețurilor energiei electrice și a gazului natural, precum și crearea condițiilor pentru buna funcționare a acestor piețe: transparență, eficiență instituțională, reglementare funcțională, lichiditate, coduri tehnice și comerciale compatibile cu cele europene etc.

Securitate și diplomație energetică

Securitatea energetică presupune acces la surse diverse de energie, prin rute alternative și de la diferiți producători, la un preț accesibil. O componentă de bază a securității energetice a României ține de capacitatea sectorului energetic de a produce energie folosind, în manieră economică și ecologică, baza diversificată de resurse naturale. Totodată, menținerea pe termen lung a unui mix energetic diversificat (cel puțin până la realizarea unei integrări avansate în piețele energetice europene), creșterea eficienței energetice și creșterea calității guvernantei sectorului energetic sunt, de asemenea, factori de securitate energetică.

Sistemele de transport și de distribuție a energiei necesită investiții în linii de interconectare, respectiv în modernizarea și informatizarea rețelelor, pentru a asigura fiabilitatea și reziliența în operare. De asemenea, este necesară modernizarea și extinderea capacităților de stocare a energiei.

Diplomația energetică trebuie să contribuie la realizarea proiectelor de interconectare și tranzit regional, deși Europa de Sud-Est nu are o tradiție a colaborării în acest sens și nici o capacitate avansată de coordonare în elaborarea, finanțarea și realizarea de infrastructură regională de anvergură.

Stabilirea țărilor UE pentru anul 2030, respectiv 2050, precum și alte aspecte ale pieței unice de energie constituie elemente de diplomație energetică pentru care este necesară întărirea capacității de analiză și fundamentare tehnică a deciziilor în sectorul energetic și de creștere a resurselor umane specializate.

Parteneriatul strategic cu SUA trebuie să dobândească o dimensiune energetică mai amplă și mai activă, ca pilon al dimensiunii de cooperare economică – inclusiv pe componenta de cercetare și dezvoltare tehnologică.

Priorități de investiții

Eficiența energetică este un instrument de prim ordin pentru atingerea obiectivelor strategice, contribuind la creșterea securității energetice, la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și noxe și la creșterea activității economice. Măsurile și programele de eficiență energetică necesită claritate a reglementărilor cu privire la schemele de sprijin, la mecanismele de finanțare și la mecanismele contractuale care stau la baza activității companiilor de servicii energetice.

Realizarea proiectelor de investiții în interconectarea cu dublu sens a rețelelor de energie electrică și gaze naturale cu statele vecine contribuie nemijlocit la creșterea securității în aprovizionarea cu energie, precum și a rolului regional al României ca potențial exportator de securitate energetică. În același timp, trebuie continuată modernizarea rețelelor de transport și distribuție de energie, mai cu seamă pentru gazul natural.

Strategia Energetică asumă **principiul neutralității tehnologice** pentru sectoarele energiei electrice și energiei termice, atât cu privire la nivelul și tipul de taxare, cât și cu privire la schemele de sprijin, sub constrângerile generale ale obiectivelor de securitate energetică și de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră și de noxe. Astfel, investițiile pot fi direcționate, prin mecanismele pieței libere, în mod eficient către sursele de energie și tipurile de tehnologie cele mai competitive din punct de vedere economic, cu îndeplinirea țintelor de dezvoltare durabilă și de adecvanță a sistemului electroenergetic.

Evaluarea continuă a potențialului tehnic și economic al resurselor energetice naționale presupune intensificarea activităților de explorare. Din punct de vedere instituțional, se justifică reformarea și creșterea capacității ANRM. Astfel, este oportună elaborarea unei baze de date a resurselor geologice, detaliată și actualizată, accesibilă pentru părțile interesate în aceleași condiții.

Regimul fiscal pentru activitățile de exploatare a resurselor energetice trebuie să fie competitiv, echitabil și stabil, pentru a încuraja utilizarea optimă a potențialului resurselor indigene de țiței, gaz natural, biomasă, hidroenergie și alte surse regenerabile de energie (eolian, fotovoltaic, solar, geotermal etc). În ceea ce privește țițeiul și gazele naturale, regimul fiscal trebuie să asigure un raport de tip *win-win* între stat și investitor. Stimularea investițiilor în sectorul petrolier *upstream*, care are o mare contribuție la bugetul de stat, este importantă mai ales pe fondul prețurilor mondiale scăzute ale petrolului. Sunt necesare distincții în

abordarea fiscală față de sectoarele *onshore* și *offshore*, zăcămintele mari și cele mici, câmpurile mature și cele noi etc.

Companiile energetice controlate de stat trebuie să-și asigure, prin parteneriate public-private dar și prin investiții private, necesarul de capital pentru investiții în noi capacități de producere a energiei, pentru înlocuirea treptată a celor învechite și pentru reabilitarea sistemelor centralizate de încălzire, acolo unde acest lucru este viabil.

Mix energetic

Mixul energiei electrice. Cea mai mare parte a capacităților de producție pe bază de combustibili convenționali se vor închide în perioada acoperită de strategie. Sunt necesare investiții substanțiale în noi capacități de producție, moderne, flexibile, eficiente și nepoluante, care să garanteze securitatea aprovizionării la cost minim, cu îndeplinirea țintelor de mediu.

Modelarea cantitativă va oferi indicații cu privire la tipurile principale de capacități ce vor fi construite în România în următorii 15 ani și chiar până în 2050. Este anticipat un grad ridicat de competitivitate a gazului natural, cel puțin în comparație cu unitățile de producție în bandă pe bază de cărbune. Este de așteptat o creștere a capacităților fotovoltaice instalate la nivelul consumului individual, ceea ce va acutiza pe termen scurt și mediu problema reglementării echitabile și eficiente a accesului la rețea.

Mixul energiei termice. O mare parte a energiei termice distribuite centralizat în România este bazată pe gaz natural, restul bazându-se predominant pe cărbune. Majoritatea locuințelor din mediul rural se încălzesc utilizând biomasa, în special lemn de foc nemarcat, în sobe ineficiente. Energetica rurală, inclusiv gradul redus de eficiență energetică și de confort termic, necesită reglementare și mecanisme de sprijinire a investițiilor.

Statul român trebuie să încurajeze utilizarea pe scară cât mai largă a surselor regenerabile de energie pentru încălzire și răcire.

Mixul energiei în transporturi. Tranziția către mobilitatea pe bază de combustibili alternativi are loc lent în România. Electromobilitatea și autovehiculele pe bază de hidrogen vor avea o pondere scăzută în mixul de energie din transporturi în anul 2030, potențialul fiind ușor mai ridicat pentru autovehicule grele pe bază de gaz

natural. Principala economie de energie va rezulta din creșterea eficienței motoarelor autovehiculelor, dar cererea totală de carburanți este de așteptat să crească, în condițiile creșterii anticipate a parcului auto.

Alte aspecte importante discutate în sesiunile de lucru

Dezvoltarea susținută a sistemului energetic național are nevoie de un sistem de educație și de cercetare științifică modern și competitiv. Toate segmentele sectorului energetic necesită formarea profesională în diferite grade de specializare. Se impune o mai bună corelare a programelor de formare cu cerințele actuale și cu tendințele pieței de energie. De asemenea, educația formală în sectorul energetic trebuie extinsă de la domeniile tehnic-inginerești și către expertiza din sectorul serviciilor asociate: economiști, juriști, *traderi*, analiști de risc, asiguratori, comunicatori etc.

Autoritățile competente trebuie să desfășoare acțiuni substanțiale de informare și educare a consumatorilor cu privire la drepturile și responsabilitățile lor: dreptul la servicii energetice de calitate, dreptul de a schimba furnizorul, responsabilitatea de a limita impactul sectorului energetic asupra mediului, tendințe de dezvoltare a sectorului energetic, oportunități de investiții în eficiența energetică și/sau în surse regenerabile de energie etc. În sens mai larg, gradul de acceptabilitate socială a proiectelor energetice depinde și de buna calitate a informării publice în materie de energie și mediu.

Proiectele și activitățile curente ale companiilor din sectorul energetic trebuie să respecte legislația de mediu și să aplice cele mai bune practici internaționale de protecție a mediului. Este vorba atât despre explorarea și producția de cărbune, țiței și gaze naturale, cât și despre producția de energie electrică și energie termică, respectiv de managementul siturilor contaminate. De mare importanță sunt reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și de poluanți în aer, apă și sol, precum și protejarea biodiversității.

Precizări metodologice

Raportul integrat al sesiunilor de lucru din cadrul procesului consultativ al etapei de analiză calitativă a sectorului energetic românesc reunește cele cinci rapoarte ale sesiunilor de lucru, întocmite și publicate separat pe site-ul Ministerului Energiei pentru fiecare sesiune de lucru în parte. Acest raport este realizat de către echipa de coordonare a elaborării noii Strategii Energetice a României, din cadrul Ministerului Energiei (Radu Dudău, Dragoș Tâlvescu și Alexandra Danu). El nu reprezintă, în acest stadiu, angajamentul strategic al Ministerului Energiei.

La sesiunile de lucru au participat, în ansamblu, aproximativ 250 de experți în calitate de reprezentanți ai Guvernului României, ai Administrației Prezidențiale, ai Parlamentului României, ai industriei energetice, ai autorităților de reglementare, ai mediului academic, ai companiilor de consultanță, ai asociațiilor profesionale ale investitorilor și ale consumatorilor, precum și ai organizațiilor neguvernamentale. Invitarea experților pentru fiecare sesiune de lucru în parte a fost făcută pe baza reputației profesionale și a avut în vedere reprezentarea diferitelor categorii de părți interesate.

Cele cinci sesiuni de lucru au fost organizate în cadrul Universității POLITEHNICA (UPB) și a Academiei de Studii Economice (ASE) din București, după cum urmează:

- **Energie electrică – UPB, 9 și 10 martie 2016**

Coordonatori:

- Corina Popescu, Secretar de Stat, Ministerul Energiei;
- Diana Moldovan, șef cabinet Secretar de Stat, Ministerul Energiei;
- Ion Triștiu, consilier personal Secretar de Stat, Ministerul Energiei;
- Elena Popescu, director, Direcția Politici Energetice, Ministerul Energiei.

Prima parte a discuțiilor a avut loc în plen și a fost moderată de Corina Popescu, având ca raportori pe Ion Triștiu și Radu Porumb de la Facultatea de Energetică a UPB.

Pentru discuțiile de detaliu din a doua parte a zilei de 9 martie și prima parte a zilei de 10 martie, au fost organizate, în paralel, două ateliere de lucru:

- **Atelier de lucru 1:** Activități reglementate de tip monopol natural: transportul și distribuția energiei electrice.

Moderatori: Carmen Neagu și Elena Stancu

Raportori: Ion Triștiu și Alisa Manoloiu

- **Atelier de lucru 2:** Producerea și comercializarea energiei electrice. Piețe de energie.

Moderatori: George Darie și Ion Lungu

Raportori: Anca Dobrică și Adriana Mircea

În finalul sesiunii de lucru, experții s-au reunit în plen pentru a analiza concluziile desprinse în urma discuțiilor din cele două ateliere de lucru. Moderator a fost Valeriu Binig, iar raportor Diana Toncea.

- **Țiței, produse petroliere și gaz natural – UPB, 11 martie 2016**

Coordonatori:

- Aristotel Jude, Secretar de Stat, Ministerul Energiei;
- Corneliu Condrea, Director General al Direcției Generale Țiței și Gaze Naturale – DGTGN, Ministerul Energiei;
- Cornel Zeveleanu, Director General Adjunct al DGTGN, Ministerul Energiei;
- Liviu Stoican, Șef serviciu în cadrul DGTGN, Ministerul Energiei.

Prima parte a discuțiilor a avut loc în plen și a fost moderată de Aristotel Jude, având ca raportori pe Cornel Zeveleanu, Liviu Stoican și Aura Slate din cadrul Ministerului Energiei. Pentru discuțiile de detaliu din a doua parte a zilei, au fost organizate, în paralel, două ateliere de lucru:

- **Atelier de lucru 1:** Activități reglementate de tip monopol natural: transportul și distribuția de țiței și gaz natural.

Moderator: Corneliu Condrea

Raportor: Aura Slate.

- **Atelier de lucru 2:** Producerea și comercializarea de țiței, produse petroliere și gaz natural.

Moderator: Liviu Stoican

Raportor: Dana Hățiși.

- **Eficiență energetică, energie termică și cogenerare – UPB, 24 martie 2016**

Coordonatori:

- Adrian Badea, profesor, Facultatea de Energetică a UPB;
- Victor Athanasovici, profesor, Facultatea de Energetică a UPB.

Sesiunea de lucru a fost împărțită în două secțiuni, prima fiind dedicată eficienței energetice, iar a doua energiei termice și cogenerării.

- **Secțiunea 1:** Eficiență energetică

Moderator: Adrian Badea

Raportor: Cristina Irimescu

- **Secțiunea 2:** Energie termică și cogenerare

Moderator: Victor Athanasovici

Raportor: Cristina Necula

- **Guvernanța sectorului energetic – ASE, 4 aprilie 2016**

Coordonatori:

- Cristian Bușu, Secretar de Stat în Ministerul Energiei;
- Corina Murafa, Consilier personal Secretar de Stat, Ministerul Energiei;
- Cătălina Nedelcu, Director de cabinet Secretar de Stat, Ministerul Energiei

Prima parte a discuțiilor a avut loc în plen și a fost moderată de Cristian Bușu, raportori fiind Corina Murafa și Cătălina Nedelcu. Ulterior, sesiunea de lucru a fost împărțită în două secțiuni, ce au acoperit temele propuse spre discuție.

- **Secțiunea 1:** Guvernanța corporativă a companiilor de stat în sectorul energetic

Moderator: Corina Murafa

- **Secțiunea 2:** Organizarea instituțională a sectorului energetic

Moderator: Cătălina Nedelcu

- **Securitate și diplomație energetică – ASE, 14 aprilie 2016**

Coordonatori:

- Radu Dudău, coordonator al elaborării noii Strategii Energetice, consilier al Ministrului Energiei;
- Roxana Apreutesei, expert afaceri europene, Ministerul Energiei;
- Andrei Țârnea, membru al Consiliului Consultativ pentru elaborarea noii Strategii Energetice

Sesiunea de lucru a fost împărțită în două secțiuni, prima fiind dedicată securității energetice, iar a doua diplomației energetice.

- **Secțiunea 1:** Securitate energetică

Moderatori: Radu Dudău și Roxana Apreutesei

Raportori: Dragoș Tâlvescu și Alexandra Danu

○ **Secțiunea 2:** Diplomatie energetică

Moderator: Andrei Țârnea

Raportori: Dragoș Tâlvescu și Alexandra Danu

Rapoartele aferente fiecărei sesiuni de lucru, integrate în prezentul raport, se bazează pe următoarele informații:

- minuta discuțiilor purtate în sesiunea de lucru, publicată pe site-ul Ministerului Energiei ;
- comentariile și documentele primite de la participanții la sesiunea de lucru și de la alte părți interesate, în perioada premergătoare și imediat următoare desfășurării sesiunii de lucru;
- documente la care s-a făcut referire în luările de cuvânt din cadrul sesiunii de lucru, precum și studii academice sau rapoarte de cercetare relevante la nivel național, european sau internațional;
- comentarii asupra conținutului versiunilor preliminare publicate pe *site*-ul Ministerului Energiei, primite în perioada de consultare publică.

Părțile interesate care doresc să transmită în continuare puncte de vedere cu privire la aspecte legate de sectorul energetic, relevante pentru Strategia Energetică a României, cu accent pe soluții și elemente de strategie, sunt invitate să utilizeze adresa de email sen@energie.gov.ro. Sugestiile vor fi luate în considerare în elaborarea documentului final al Strategiei, însă forma documentului de față este cea finală.

În următoarea perioadă, Ministerul Energiei va elabora documentul final de analiză calitativă, ce va sta la baza Strategiei Energetice. Acesta va fi, de asemenea, publicat pe *site*-ul ministerului, cu posibilitatea părților interesate de a trimite comentarii și sugestii punctuale. În paralel, în baza unui proces de achiziție publică, urmează a fi selectat un consultant pentru activitatea de modelare și analiză cantitativă a sectorului energetic românesc. Rezultatele analizei cantitative sunt estimate a deveni disponibile în luna septembrie 2016.

Documentul final al Strategiei Energetice a României 2016-2030, cu perspectiva anului 2050, va fi publicat către finele lunii **septembrie 2016**, prin armonizarea aspectelor analizei calitative cu datele obținute prin modelare matematică macroeconomică, în cadrul analizei cantitative a sectorului energetic național.

Energie electrică

Elemente de context

Strategia Energetică a României 2016-2030, cu perspectiva anului 2050, va fi un document-cadru cu implicații considerabile asupra politicilor de dezvoltare economică și socială a României pe termen scurt, mediu (2020) și lung (2030). În elaborarea ei, având în centrul atenției consumatorii finali, trebuie armonizate obiectivele strategice de **securitate energetică**, de **competitivitate** a piețelor de energie și a economiei, respectiv de **sustenabilitate** climatică și ecologică.

Principiul care guvernează funcționarea Sistemului Electroenergetic Național (SEN), de la producerea la transportul, distribuția și furnizarea energiei electrice este asigurarea deplină și continuă a cererii consumatorului final, cu respectarea standardelor de calitate, la un cost accesibil, în mod sustenabil (cu minimizarea impactului asupra mediului și cu reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră).

Evoluția sectorului energiei electrice depinde de o multitudine de factori, având o complexitate deosebită și necesitând soluții flexibile și eficiente la nivel local, regional, național, inter-regional și european. Trebuie avut în vedere că investițiile în domeniul energetic se recuperează în termen lung (10-20 de ani), iar deciziile necesită analize cost-beneficiu bine fundamentate. Investitorii au nevoie de un cadru de reglementare, de politici fiscale și de scheme de sprijin armonizate, stabile și predictibile.

Transformarea sectorului energiei electrice pe plan internațional are loc în ritm accelerat, prin gradul tot mai mare de penetrare a tehnologiilor de generare bazate pe surse regenerabile și prin implicațiile revoluției digitale (rețele inteligente cu mecanisme de supraveghere și coordonare în timp real și comunicare în dublu sens, precum și optimizarea consumului de energie).

Pe de o parte, ponderea crescândă a capacităților instalate în centrale electrice eoliene și fotovoltaice, cu generare intermitentă și profil stocastic, ridică problema **adecvănței** SEN și a schimbării paradigmei de funcționare a piețelor de energie electrică. Pe de altă parte, pe termen lung, creșterea producției descentralizate de energie electrică ar putea duce la un grad sporit de reziliență pentru consumatorii finali, prin reorganizarea întregului sistem de transport și distribuție, în condițiile apariției consumatorilor activi (*prosumatori*) și a răspândirii capacităților de stocare.

România participă la un proces amplu de integrare a piețelor de energie la nivelul UE, cu efectul concurenței tot mai deschise între actorii naționali ai statelor membre. Se pune astfel problema competitivității energiei electrice și a serviciilor tehnologice de sistem din România în context regional, cu impact asupra fluxurilor transfrontaliere și profitabilității deținătorilor de capacitate de generare.

Discuțiile din cadrul sesiunii de lucru au subliniat necesitatea unor studii prospective aprofundate, luând în considerare că Strategia Energetică pentru perioada 2016-2030, cu perspectiva anului 2050, va fundamenta mandatul de negociere al României cu Comisia Europeană cu privire la țintele naționale în sectorul energetic pentru anul 2030. La nivelul UE, cele mai importante ținte asumate pentru anul 2030 sunt:

- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (GES) cu 40% față de anul 1990;
- creșterea ponderii surselor SRE la 27% din consumul final de energie;
- creșterea eficienței energetice cu cel puțin 27% – fără a fi fost definitivată metodologia optimă de calcul a îndeplinirii acestei ținte;
- realizarea unui grad de interconectare a fiecărui stat membru cu statele vecine de 10% în anul 2020 și 15% în anul 2030, raportat la puterea instalată în capacitățile de producție.

Rolul statului în sectorul energiei electrice

Deși acest aspect a fost tratat sistematic în sesiunea de lucru „Guvernanța sectorului energetic”, discuțiile din sesiunea de lucru „Energie electrică” au dus la formularea unor linii directoare cu privire la rolul optim al statului în sectorul energiei electrice, în orizontul de timp al Strategiei Energetice.

Statul ca reglementator și statul ca proprietar de active

Statul are un rol esențial în sectorul energetic românesc, atât ca reglementator, legiuitor și implementator de politici energetice, cât și ca deținător de active. Deși au avut loc privatizări importante în ultimii 15 ani, statul român deține, în continuare, active substanțiale în sectorul electroenergetic – atât în segmentele de monopol natural (transportul și distribuția energiei electrice), cât și în segmentele concurențiale (producție și furnizare). Prin pachetele majoritare și minoritare pe

care le deține în majoritatea companiilor mari din sector, statul joacă un rol esențial în piața de energie electrică din România.

Un principiu al bunelor practici internaționale de guvernare corporativă este separarea fără echivoc a rolului statului de **reglementator** și *policy maker*, pe de o parte, de cel de **acționar** în companii, pe de altă parte. Succesul unora dintre privatizările din sectorul energetic din România se datorează, în mare măsură, instituirii unui cadru de reglementare specific și impunerii sau încurajării de către acționarii privați a principiilor și practicilor de bună guvernare corporativă.

Rolul de reglementare al statului în sectorul energiei electrice

Prin elaborarea de strategii, promovarea de politici publice și decizii de reglementare, statul deține pârghii puternice de direcționare a investițiilor către resursele din mixul de energie electrică, cu scopul îndeplinirii obiectivelor sale strategice și a obligațiilor asumate (legislație, tratate și acorduri internaționale).

Ca reglementator, statul are rolul central în promovarea schemelor de sprijin – pentru SRE, cogenerare, prin planul național de investiții etc. – și în monitorizarea implementării investițiilor realizate prin intermediul schemelor de sprijin. În îndeplinirea rolului de *policy maker*, statul nu trebuie să favorizeze companiile în care este acționar, fie și minoritar. Statul poate însă participa la investiții strategice.

Politici fiscale și scheme de sprijin pentru producția de electricitate

Elaborarea și implementarea schemelor de sprijin pentru energii regenerabile necesită realism economic, inclusiv cu privire la evoluția tehnologiilor, luând în considerare competitivitatea internațională a consumatorilor industriali și accesibilitatea prețurilor pentru consumatorii casnici. Țintele și obiectivele asumate de România trebuie îndeplinite fără a supracompensa producătorii, însă lipsa de stabilitate a schemelor de sprijin sau un nivel prea scăzut al sprijinului poate periclita menținerea unui ritm adecvat al investițiilor.

În anii următori, SRE ar putea deveni auto-sustenabile din punct de vedere economic. Dacă piața europeană a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră, EU-ETS, va funcționa corespunzător începând cu anul 2019, costul certificatelor ar putea deveni un semnal suficient pentru investitorii în capacități ce produc energie electrică cu emisii scăzute, înlocuind schemele de sprijin actuale.

Tehnologiile de producere a energiei electrice în multe din centralele pe bază de cărbune și gaz natural din România sunt la nivelul anilor 1960-1970. După mai bine de 30-40 de ani de utilizare, trebuie construite noi capacități care să le înlocuiască treptat, dar în ritm susținut, pe cele retrase. Pe fondul transformărilor rapide și profunde parcurse de sectorul electroenergetic la nivel global și al incertitudinilor create de semnalul de preț pe piața de energie electrică, există riscul ca investițiile să nu fie realizate în timp util, prelungindu-se durata de viață a unităților vechi, poluante și ineficiente. Astfel, chiar și dezvoltarea capacităților convenționale de generare ar putea necesita mecanisme de ajutor de stat: bonusuri de cogenerare, certificate verzi sau contracte pentru diferență, în măsura în care aplicarea acestora va fi justificată pe termen lung, la nivel european, din punct de vedere socio-economic.

În situația în care condițiile de piață descurajează investitorii de la a investi în capacități noi, cu impact asupra securității aprovizionării, se poate justifica o intervenție a statului prin mecanisme precum crearea unei piețe de capacitate, pentru a asigura funcționarea temporară a grupurilor pe bază de cărbune din rațiuni de securitate energetică. Este însă important ca orice mecanism de sprijin pentru surse neregenerabile de energie să fie construit în jurul imperativelor de adecvanță și de siguranță în funcționare a SEN, fără a favoriza anumite unități de producție, din considerente diferite. Aceste aspecte sunt discutate pe larg în secțiunea „Transportul și piața energiei electrice”.

Întrucât piața europeană a energiei electrice va fi tot mai integrată, va crește concurența pentru cotă de piață atât cu privire la furnizarea de energie electrică, cât și la asigurarea serviciilor de sistem. Din acest motiv, cadrul de reglementare românesc nu trebuie să introducă restricții inutile sau excesive față de celelalte state din regiune și din UE.

Un exemplu de reglementare excesivă este faptul că energia electrică produsă în centrale hidroelectrice este supusă, în prezent, unei taxe volumetrice pe apă uzinată, necorelată cu potențialul hidroenergetic al fiecărei căderi prin uzinare. Taxa se aplică și volumului de apă de răcire necesar în termocentrale și în procesul de producere a energiei nucleare. Nivelul taxei este unul dintre cele mai mari pe unitatea de volum la nivel european, cu impact asupra competitivității energiei electrice produse în România. Un alt exemplu este cel al introducerii intempestive a așa-numitei „taxe pe stâlp”, din rațiuni bugetare de termen scurt, cu impact direct asupra actorilor din sectorul energetic. Acest comportament al statului ca

reglementator periclitează competitivitatea economică și securitatea energetică pe termen lung a României.

Proprietatea rețelelor de transport și distribuție

Există rațiuni economice, sociale (de serviciu public) și de siguranță națională pentru deținerea de către stat de participații în sectorul electroenergetic. Astfel, este oportun ca statul să mențină pe orizontul de timp al strategiei (cel puțin până în anul 2030) pachetul majoritar de acțiuni în sistemul de transport de energie electrică, precum și o participație substanțială în segmentul de distribuție.

Proprietatea capacităților de producție

În condiții de piață favorabile, statul poate valorifica pachete de acțiuni în companiile de producție a energiei electrice prin intermediul pieței de capital. Însă cel puțin pe termen mediu, este justificată menținerea de participații ce asigură controlul statului asupra activelor strategice de producție a energiei electrice, precum lanțul de proces al domeniului nuclear sau marile hidrocentrale.

Eventualele procese de privatizare trebuie să țină cont de nevoile de investiții ale companiilor și să nu fie făcute exclusiv pentru încasări bugetare de termen scurt. Un instrument adecvat pentru privatizare este listarea de pachete de acțiuni pe piața românească de capital. Listările duale sunt oportune atunci când valoarea potențială a ofertei este suficient de mare pentru a atrage interesul marilor investitori internaționali, ele aducând și avantajul regulilor stricte de transparență impuse de marile piețe de capital.

Proiecte noi de amploare în segmentul de generare pot fi realizate prin parteneriate public-private (PPP). Totodată, statul român are interesul să încurajeze investițiile private în segmentele de producție, transport și distribuție printr-un cadru legislativ stimulat, echitabil, predictibil și stabil, în măsură să contribuie la realizarea obiectivelor strategice.

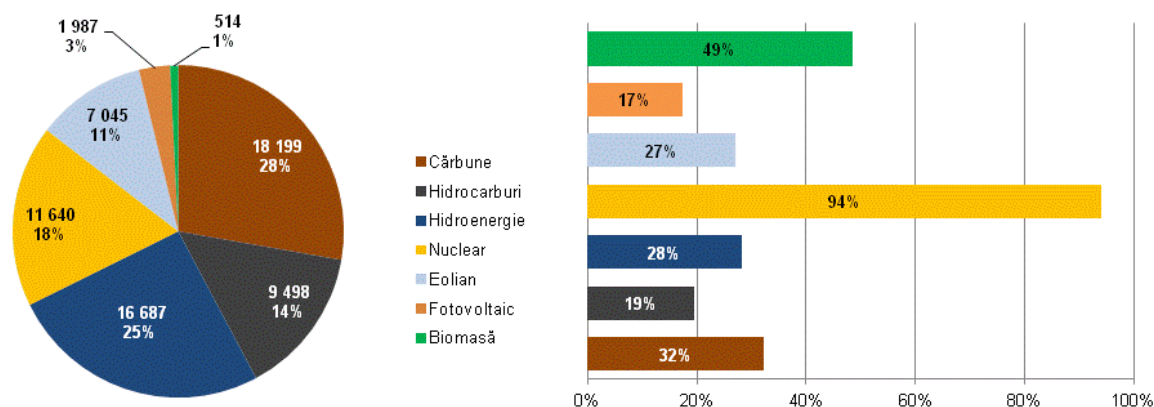
Consumul și mixul de energie electrică

Elemente de diagnoză – stadiul actual

Consumul de energie electrică în România a înregistrat modificări substanțiale după anul 1990. Astfel, a scăzut de la 60 TWh în 1990 la 40 TWh în 1999, în principal pe fondul contractării sectorului industrial, după care a crescut până la 49 TWh în 2008. Sub impactul crizei economice din 2008/2009, consumul de energie electrică a scăzut la 45 TWh în 2009. În urma relansării economice au crescut consumul industrial și cel casnic, iar în 2014 consumul de energie electrică a revenit la nivelul anului 2008, de 49 TWh.

Producția de energie electrică a României în 2015, conform datelor Institutului Național de Statistică (INS), a fost de 65,6 TWh, iar consumul final de 52,6 TWh. Diferența de 13 TWh a fost împărțită în mod aproximativ egal între consumul propriu tehnologic, pe de o parte, și exportul net, pe de altă parte. Consumul în economie (construcții, industrie și servicii) a avut o pondere de 75% din consumul final, restul fiind în principal consum rezidențial (aproximativ 12 TWh).

Figura 1 – Producția de energie electrică, exprimată în GWh (total: 65 600 GWh) și coeficientul de utilizare a puterii instalate, în anul 2015.



Surse: Institutul Național de Statistică (11 februarie 2016), CNTEE Transelectrica SA (capacități instalate la data de 1 ianuarie 2016; electricitate generată pe tipuri de capacități instalată în 2015), ANRE (Raport de monitorizare al pieței de energie electrică pentru decembrie 2015).

Mixul energiei electrice în România este diversificat. După cum arată Figura 1, în anul 2015 structura producției de energie electrică a fost următoarea: 28% cărbune (în principal lignit), 25% hidroenergie, 18% nuclear, 14% gaz natural, 11% eolian, 3% fotovoltaic și 1% biomasă. Aproximativ 40% din mixul de energie electrică este

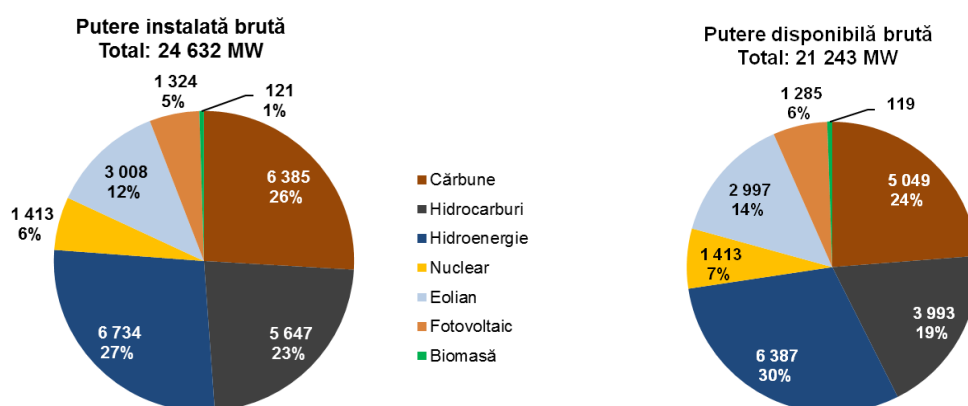
compus din energie regenerabilă, 58% este fără emisii de gaze cu efect de seră (GES) și 72% are emisii relativ scăzute de CO₂. În mixul de producție a energiei electrice, intensitatea emisiilor de CO₂ pe unitatea de energie electrică produsă este asemănătoare nivelului mediu european, de circa 300 g CO₂/kWh; România stă relativ bine la acest capitol în comparație cu numeroase state membre UE.

Aspecte legate de capacitățile instalate și disponibile în SEN

În Figura 1 se remarcă valoarea redusă a coeficientului de utilizare a puterii instalate pentru capacitățile pe bază de cărbune și hidrocarburi (gaz natural și păcură), asemănătoare valorilor pentru capacități regenerabile. Explicația constă în faptul că ponderea în creștere a producției de energie electrică din SRE reduce numărul de ore de operare al capacităților pe bază de cărbune și gaz natural.

Motivul principal al coeficientului redus de utilizare a puterii instalate pentru aceste capacități îl reprezintă numărul foarte scăzut de ore de operare pentru o parte a capacităților vechi, doar unele grupuri pe cărbune funcționând în bază. Grupurile vechi sunt oprite frecvent pentru reparații și mentenanță, iar altele se află în conservare sau în procese ample de re tehnologizare ori modernizare. De asemenea, există grupuri ce figurează ca fiind disponibile în statistica CNTEE Transelectrica SA deși au, de fapt, o stare tehnică prea precară pentru a funcționa.

Figura 2 – Puterea instalată și puterea disponibilă în SEN, la 1 aprilie 2016



Sursa: CNTEE Transelectrica SA, Cerințe privind transparența informațiilor referitoare la producție (bază de date disponibilă online)

În Figura 2 se poate observa o diferență de aproape 3400 MW între puterea brută instalată și puterea brută disponibilă, dintre care aproximativ 3000 MW sunt în

capacități pe bază de cărbune și gaz natural, încadrate într-una dintre categoriile menționate mai sus (cărbune – 1336 MW și gaz natural – 1654 MW).

Astfel, capacitățile pe bază de cărbune și gaz natural reprezintă 49% din puterea instalată brută (12 000 MW), însă numai 43% din puterea disponibilă brută (9000 MW) și realizează 40% din producția anuală de energie electrică. Capacitatea maximă instantanee utilizată în unități pe bază de cărbune și hidrocarburi, pentru perioada noiembrie 2007 – iunie 2016 (pentru care există date publice disponibile), a fost de 6930 MW. Acest lucru sugerează că aproximativ 1000 MW din capacitatea disponibilă instalată pe bază de cărbune și 1000 MW din cea pe bază de gaz natural (adică încă 2000 MW din cei 9000 MW disponibili) ar putea fi retrași fără a afecta în mod semnificativ operarea SEN. Capacități noi, eficiente, ar putea fi însă necesare în anumite centrale, în locul celor retrase.

Unitățile de producere a energiei electrice bazate pe energie nucleară, cărbune și gaz natural sunt necesare pentru asigurarea securității energetice. Actualul mix diversificat a permis, până în prezent, depășirea condițiilor dificile. O problemă constă însă în faptul că mixul de energie electrică este alcătuit prin intermediul mai multor companii care funcționează în regim monocombustibil în condiții de piață concurențială. Furnizorii de energie electrică sunt cei care fac agregarea și, evident, se îndreaptă spre energia electrică cea mai ieftină. Acest lucru face ca energia electrică produsă pe bază de gaz natural și cărbune să nu se regăsească printre preferințe. În aceste condiții, există riscul ca producătorii de energie electrică ce utilizează cu preponderență acești combustibili să nu cumuleze suficiente ore de funcționare pentru a deveni rentabili.

O posibilă abordare a problemei legate de asigurarea competitivității, a sustenabilității și a modernizării sectorului de generare constă în integrarea, pe baze economice, în societăți cu portofolii diversificate a producătorilor bazați pe diferite surse de energie primară: cărbune, gaz natural, energie nucleară, hidroenergie, SRE. Este însă importantă păstrarea unui grad redus de concentrare a pieței de producție a energiei electrice, asemănător nivelului înregistrat în prezent. Totodată, este necesar ca producătorii în regim monocombustibil să își dimensioneze în mod corect structura de cheltuieli operaționale și de personal, pentru a funcționa eficient pe baza unui număr limitat de ore de acces în ordinea de merit. Eficientizarea trebuie să aibă loc în forma de organizare actuală, cu scopul asigurării accesului în ordinea de merit, astfel încât o eventuală integrare să nu fie un pretext de amânare a măsurilor de eficientizare.

Tendențe ale structurii consumului de energie electrică

Consumul de energie electrică depinde de o multitudine de factori, precum structura economiei, puterea de cumpărare, calitatea infrastructurii și a serviciilor disponibile din perspectiva consumatorului final (comparată cu utilizarea directă a energiei pentru încălzire, în transporturi etc.). Un factor important este însă prețul final al energiei electrice furnizate, raportat la venitul disponibil și la prețul formelor alternative de energie utilizate în mod direct.

În modelarea cererii de energie electrică pentru segmentele principale de consum, un aspect determinant este **intensitatea energetică**, în special în industrie. Creșterea eficienței energetice prin investiții în tehnologie și în noi procese industriale este esențială pentru companiile cu intensitate energetică ridicată, pentru a face față concurenței internaționale. În România, companiile din sectoarele metalurgiei feroase, aluminiului etc. au investit sume considerabile în creșterea eficienței energetice, potențialul economic de eficientizare fiind în mare măsură atins. Investiții suplimentare pot fi stimulate, pe termen mediu, fie prin adoptarea unor noi tehnologii și procese și mai eficiente de către concurență, fie pe fondul unui preț mai ridicat al energiei electrice.

Pentru segmentele rezidențial și al serviciilor, intensitatea energetică evoluează în tandem cu apariția și adoptarea de noi tehnologii – generații mai performante ale aparatelor electrocasnice, tehnologii noi de iluminat etc. Creșterea eficienței energetice în aceste segmente nu determină în mod automat scăderea consumului, întrucât venitul disponibil suplimentar este cheltuit pentru noi activități cu consum de energie electrică – efectul *rebound*.

Se remarcă astfel, la nivel global și în mod incipient și în România, tendința de creștere a ponderii energiei electrice în cererea totală de energie în sectorul serviciilor și în mediul rezidențial, prin utilizarea pe scară tot mai largă a aerului condiționat, a gătitului cu plite și cuptoare electrice, dar și prin creșterea unor segmente încă marginale de consum, precum încălzirea pe bază de pompe de căldură și frig, utilizarea vehiculelor electrice, încălzirea prin pardoseală etc. Sunt în dezvoltare serviciile, caracterizate de un consum redus de energie, în special sub formă de energie electrică. De asemenea, obiectivele strategice de dezvoltare economică ale României pot duce la creșterea consumului de energie electrică în

agricultură (sisteme de irigații) și în transporturi (mobilitatea electrică, creșterea ponderii transportului feroviar).

Pe de altă parte, este puțin probabil ca în sectorul industrial din România să apară noi consumatori mari, fiind de așteptat mai degrabă apariția multor consumatori de dimensiuni mici și mijlocii. Dezvoltarea rețelei de autostrăzi poate însă stimula prezența unor agenți economici de mărime medie sau chiar mare. Indiferent de situație, România trebuie să se orienteze către ramurile industriei cu valoare adăugată crescută și/sau consum specific redus de energie.

Energia nucleară în România

Energia nucleară constituie, la nivel global, singura tehnologie de producție în volume mari a energiei electrice în bandă, independent de condițiile meteorologice și fără emisii de GES. Reactoarele nucleare se caracterizează prin costuri foarte mari de investiții și dezafectare, dar prin costuri relativ reduse de exploatare și întreținere. Riscurile asociate energiei nucleare au o probabilitate foarte scăzută, dar țin de evenimente posibile cu impact semnificativ, fiind gestionate prin reglementări specifice stricte. În România, utilizarea în continuare, pe termen lung, a energiei nucleare este obiectiv strategic de securitate energetică națională.

La nivelul UE, 14 state membre, printre care și România, își mențin opțiunea privind energetica nucleară. Energia nucleară este, în prezent, competitivă în România. De asemenea, așa cum rezultă din statisticile publicate de revista de specialitate *Nuclear Engineering International* (2014), coeficientul mediu de utilizare a puterii instalate pe durata de exploatare la Unitatea 1 de la Cernavodă este de 88,8% (locul 16 dintr-un număr de 404 unități nucleare aflate în exploatare la nivel mondial), iar la Unitatea 2 de 92,4% (locul 5).

Unitatea 1 consemnează 20 de ani de exploatare în anul 2016, iar Unitatea 2 va marca 10 ani de funcționare în 2017. După cel mult 30 de ani de operare, cele două unități vor trebui, fiecare, să intre într-un proces amplu de re tehnologizare, pentru o perioadă de câțiva ani și cu costuri semnificative. Astfel, durata de operare în condiții de securitate poate fi prelungită cu 25 de ani (dezafectare după anul 2050 pentru ambele reactoare, la un interval de aproximativ 10 ani), la costuri estimate la aproximativ jumătate din cele necesare realizării unor proiecte noi.

Pe plan internațional, unele proiecte de modernizare și prelungire a duratei de

viață a reactoarelor nucleare nu au fost în totalitate încununuate cu succes. Astfel, la reactoarele CANDU, primele proiecte de acest gen au întâmpinat dificultăți, depășindu-și bugetele și graficele de implementare. În schimb, ultimele proiecte majore de re tehnologizare pentru centrale de tip CANDU, din Coreea de Sud și Canada, sunt exemple de modernizări realizate la timp și în buget.

România trebuie să învețe din experiențele de modernizare a reactoarelor la nivel mondial, pentru a asigura prelungirea duratei de viață a Unităților 1 și 2 conform bugetului de timp și capital planificat. De asemenea, trebuie asigurată cu strictețe acumularea fondurilor de dezafectare și depozitare a deșeurilor radioactive, eșalonate pentru o durată totală de viață a unei unități nucleare de 50 de ani.

În ceea ce privește performanțele energiei nucleare în România, misiunea de evaluare a *World Association of Nuclear Operators* (WANO) la CNE Cernavodă în noiembrie 2015, cu participarea a 28 de experți internaționali reputeți, a identificat o serie de domenii de activitate din sectorul nuclear românesc la nivel de excelență mondială, relevând un nivel înalt al securității nucleare și al performanței umane.

În prezent, CNE Cernavodă acoperă aproape 20% din producția de energie electrică a României și poate ajunge la peste 30%, în eventualitatea realizării investiției în două noi reactoare. În mai 2016, Consiliul Suprem de Apărare a Țării (CSAT) a adoptat o decizie conform căreia Unitățile 3 și 4 de la CNE Cernavodă sunt un proiect prioritar, de importanță strategică. Înaintea unei eventuale decizii finale de investiție, rămân de lămurit aspecte esențiale de natură comercială: calitatea aranjamentelor contractuale cu potențialul investitor; mărimea și durata ajutoarelor de stat oferite printr-o eventuală schemă de susținere; asigurarea surselor de finanțare în următorii ani atât pentru extinderea duratei de viață a Unităților 1 și 2, cât și pentru construirea celor noi.

Pentru perioada în care Unitatea 1 va intra în proces de modernizare, în orizontul de timp al Strategiei, SEN va avea nevoie de surse alternative de putere ce pot livra în bază. Astfel, producătorii pe bază de cărbune și gaz natural vor putea beneficia de un număr semnificativ mai mare de ore de operare.

Pe de altă parte, construcția a două noi unități la CNE Cernavodă, cu producție în bandă, va restrânge substanțial numărul de ore de operare al unităților pe bază de cărbune și gaz natural și va mări cererea de flexibilitate, pentru a adapta producția la curba de sarcină și la producția intermitentă din SRE. Din acest motiv, pentru a asigura un nivel ridicat al adecvănței SEN, investiția în noi capacități nucleare ar

trebui sincronizată cu retragerea capacităților ineficiente pe bază de cărbune și, în măsura necesităților, înlocuirea lor cu unități ce pot funcționa la vârful curbei de sarcină.

Tendențe ale mixului de generare: combustibili fosili

Producția de energie electrică în România va continua să se bazeze, cel puțin până în anul 2030, atât pe combustibili fosili (cărbune și gaz natural) și energie nucleară, cât și pe resurse regenerabile. Fără îndoială, îndeplinirea țintelor de decarbonare impune creșterea graduală a ponderii energiei cu emisii scăzute de GES, respectiv a gazului natural în detrimentul cărbunelui.

În afară de costul de achiziție a combustibilului, producătorii de energie electrică vor trebui să ia în considerare tot mai mult prețul în creștere al certificatelor de emisii de GES din sistemul european de tranzacționare, EU ETS (*Emission Trading Scheme*). În cele din urmă, pentru ca UE să își atingă ținta pentru anul 2030 de a reduce emisiile cu 40% față de anul 2005, prețul certificatelor va crește suficient pentru a duce mai întâi la eficientizarea (prin reducerea costurilor) și ulterior la închiderea capacităților cu cea mai mare intensitate a emisiilor de GES pe unitatea de energie electrică comercializată. În România, grupurile cu randament scăzut pe bază de lignit sunt printre cele mai expuse acestui risc.

Timpul relativ lung de reacție al centralelor pe bază de cărbune, în ceea ce privește rezervele de putere utilizate pentru asigurarea reglajului frecvenței, va constitui un factor suplimentar de stres, fiind tot mai dificilă și mai ineficientă adaptarea în timp util la intrările și ieșirile din SEN ale capacităților eoliene și fotovoltaice. Acest lucru va duce la situații precum generarea de energie electrică în pierdere (la cost ridicat, deși prețul este mic atunci când piața este saturată), respectiv la funcționarea insuficientă pe profit (atunci când prețul este mare din cauza unui deficit de ofertă în piață, dar grupul nu funcționează la capacitate maximă). Dificultatea de a fi în tact cu piața va afecta grupurile pe bază de cărbune, în plus față de costul cu certificatele de emisii de GES.

În schimb, grupurile bazate pe gaz natural oferă multiple avantaje în mixul energiei electrice: emisii relativ reduse de CO₂ și noxe (energie relativ curată), flexibilitate și reglaj rapid, posibilitatea de a oferi servicii de sistem, precum și *back-up* pentru SRE și energia nucleară. Atractivitatea relativă a generării pe bază de gaz natural va crește concomitent cu creșterea prețului certificatelor de emisii

de GES. În prezent însă, capacitățile pe bază de gaz natural nu cumulează suficiente ore de operare pentru a fi profitabile, pe fondul funcționării în bandă a grupurilor pe bază de cărbune, chiar atunci când sunt în pierdere. Aceste probleme nu sunt specifice numai pentru România, ele fiind întâlnite la numeroase companii de utilități din lume, confruntate cu o piață cu pondere semnificativă a capacităților eoliene și fotovoltaice.

Statul român, în calitate de proprietar majoritar a numeroase grupuri pe bază de cărbune și de gaz natural, trebuie să eficientizeze cât mai mult posibil activitatea fiecărui grup, în încercarea de a le prelungi durata de funcționare profitabilă și ecologică. Dar pe măsură ce capacitățile existente înregistrează pierderi ireversibile, ele vor trebui retrase treptat din piață.

Astfel, în următorii 15 ani vor fi necesare în România investiții în capacități noi de generare, eficiente, flexibile și adaptate regulilor de funcționare a pieței integrate la nivel regional. Din punct de vedere al statului ca reglementator, principiul ce trebuie să stea la baza politicilor fiscale și de reglementare este cel al **neutralității tehnologice**. În particular, statul nu trebuie să favorizeze grupurile pe bază de cărbune în defavoarea celor pe gaz natural sau invers. Deciziile de investiții, fie că sunt luate de o companie cu capital majoritar de stat, de un investitor privat sau în parteneriat public-privat, trebuie ancorate în analize cost-beneficiu fundamentate, cu scenarii variate pe termen mediu și lung pentru o multitudine de factori. Astfel, statul român poate stabili o strategie flexibilă, care să permită corecții pe parcurs, în funcție de evoluțiile din plan real.

În funcție de evoluția cererii de energie electrică, a performanței capacităților instalate, a prețurilor relative ale tehnologiilor (inclusiv a costurilor de operare și de mentenanță), ale combustibililor și ale certificatelor de emisii de GES, este posibil ca atât capacități noi pe bază de cărbune (de o nouă generație tehnologică), cât și capacități noi pe bază de gaz natural să fie instalate în România.

După realizarea etapei de modelare cantitativă, Strategia Energetică va oferi o indicație cu privire la evoluția probabilă a mixului energetic și al energiei electrice, precum și a celor mai rentabile tipuri de capacități. Orice investiție într-un proiect particular va necesita însă modelări suplimentare, pentru fundamentarea deciziei finale de investiție.

Tendințe ale mixului de generare: surse regenerabile de energie

Principala sursă regenerabilă de energie electrică în România, atât din perspectiva producției, cât și a capacității instalate este dată de potențialul hidroenergetic național. Hidroenergia, în special atunci când se poate stoca energia potențială a apei în lacuri de acumulare, reprezintă o resursă extrem de valoroasă. Deși investiția inițială este substanțială iar impactul asupra mediului înconjurător este amplu, centralele hidroelectrice (CHE) cu lacuri de acumulare au o durată de viață lungă și un cost de operare redus. De asemenea, ele regularizează cursul râurilor, prevenind viiturile și inundațiile.

CHE au un randament ridicat de transformare a energiei hidraulice în energie electrică, iar energia stocată este disponibilă aproape instantaneu, reglajul de frecvență fiind foarte rapid. Astfel, SC Hidroelectrică SA joacă un rol important pe piața serviciilor de echilibrare secundară și terțiară rapidă. Totuși, în condiții de secetă, SC Hidroelectrică SA poate utiliza doar o parte din capacitatea instalată, necesarul rămas fiind acoperit de centrale pe bază de cărbune și gaz natural.

Construite în mare parte în perioada regimului comunist, CHE din România utilizează o bună parte a potențialului hidroenergetic la scară mare al Bazinului Carpatic. Din acest motiv, potențialul de a crește în continuare capacitatea instalată în CHE este limitat. Există încă proiecte în derulare, precum amenajarea de pe Jiul superior, sau în faza de planificare – centrala hidroelectrică cu acumulare și pompă (CHEAP) de la Tarnița-Lăpușești. Există, totodată, potențial și proiecte pentru CHE cu capacitate instalată mică și foarte mică. Pentru acestea sunt însă necesare analize riguroase de impact de mediu, precum și o dezbatere publică bine informată cu privire la oportunitatea amenajării suplimentare a cursurilor de apă.

Pentru capacitățile existente, se impune desfășurarea riguroasă a programelor de mentenanță. Pentru capacitățile vechi, sunt necesare investiții pentru creșterea eficienței. În fine, pe fondul creșterii cererii pentru servicii de sistem, poate fi oportună investiția în capacități de pompă, acolo unde există potențial neexploatat, în baza unor analize cost-beneficiu bine fundamentate.

Tehnologiile ce utilizează SRE, dezvoltate în România în ultimii cinci ani (eolian, fotovoltaic), deși au cost marginal nul al sursei de energie, necesită lucrări de mentenanță relativ costisitoare și au o durată de viață relativ scurtă (10-20 de ani). Din acest motiv, începând cel târziu în anul 2020, pentru a asigura atingerea

țintelor de decarbonare, va trebui inițiat procesul de înlocuire a capacităților existente pe bază de SRE cu capacități noi. Pentru aceasta, investitorii au nevoie de claritate cu privire la mecanismul de susținere a diferitelor tehnologii SRE.

Puterea instalată în centrale electrice eoliene (CEE) este de aproximativ 3000 MW, considerată un plafon pentru funcționarea în siguranță a SEN, așa cum este el configurat în prezent. Volatilitatea mare a producției de energie în centrale eoliene solicită întregul SEN, necesitând o redimensionare a pieței de echilibrare, respectiv creșterea reglajului de putere rapid prin investiții în centrale de vârf. Cu toate că prognozele meteorologice pe termen scurt privind viteza și direcția vântului devin tot mai precise și permit dispecerizarea în condiții de siguranță a SEN, gradul de incertitudine a producției de energie electrică în CEE rămâne ridicat.

Puterea instalată în centralele electrice fotovoltaice (CEF) era, la începutul anului 2016, de aproximativ 1300 MW. Piața de echilibrare este mai puțin solicitată de fluctuațiile de putere ale CEF decât de cele ale CEE, astfel că reglajul terțiar lent poate juca un rol mai mare. În general, CEF produc mai multă energie electrică vara, iar CEE pe timpul iernii. Există o corelație și între gradul de nebulozitate atmosferică și radiația solară, astfel încât capacitățile din CEE și CEF sunt, într-o anumită măsură, complementare. Aspectele legate de stabilitatea SEN, de piața de echilibrare și de adecvanță sunt abordate în capitolul următor.

În categoria SRE sunt incluse și sursele ce nu sunt afectate de variații de moment ale condițiilor meteorologice: biomasă, biogaz, energie geotermală. Spre deosebire de CEE și CEF, producția de energie electrică în capacități pe bază de biomasă și deșeuri neorganice poate fi planificată, ceea ce le poate conferi o poziție importantă în mixul de energie electrică.

Evoluția capacităților CEE și CEF va depinde de predictibilitatea schemei de sprijin, atât pentru unitățile în funcțiune – afectate de modificări de parcurs ale schemei de sprijin, cu efecte retroactive – cât și pentru proiectele noi. Investitorii au nevoie de un cadru de reglementare echitabil, stabil și predictibil, astfel încât lucrările de mentenanță și de înlocuire a capacităților ajunse la sfârșitul duratei de viață să aibă loc conform unui calendar de maximizare a randamentului economic al investițiilor. Doar astfel se poate realiza accesul consumatorilor finali, pe termen mediu și lung, la energie electrică la un preț accesibil și competitiv pe plan mondial.

Transportul și piața energiei electrice

Stadiul actual și planul de dezvoltare al rețelei electrice de transport

CNTEE Transelectrica S.A. este Operatorul de Transport și de Sistem (OTS) din România, cu capital majoritar de stat (58,7%) și funcționare în regim de monopol natural. În calitate de operator al rețelei electrice de transport (RET), Transelectrica este intermediar între capacitățile de producție a energiei electrice și rețelele de distribuție sau consumatorii finali mari, asigurând pentru cei din urmă accesul la energia electrică la un cost cât mai redus. În îndeplinirea acestui rol, Transelectrica se bazează pe Dispecerul Energetic Național (DEN), care are funcția de coordonare a fluxurilor de putere intrate în, respectiv ieșite din SEN, prin controlul unităților de producție dispecerizabile. Deși dispecerizarea poate cauza neajunsuri producătorilor, ea face posibilă echilibrarea în situații extreme. Din puterea totală brută conectată la SEN (24 600 MW), doar 3000 MW sunt nedispecerizabili. În situații de maximă necesitate, DEN are opțiunea de a deconecta de la rețea mari consumatori dispecerizabili.

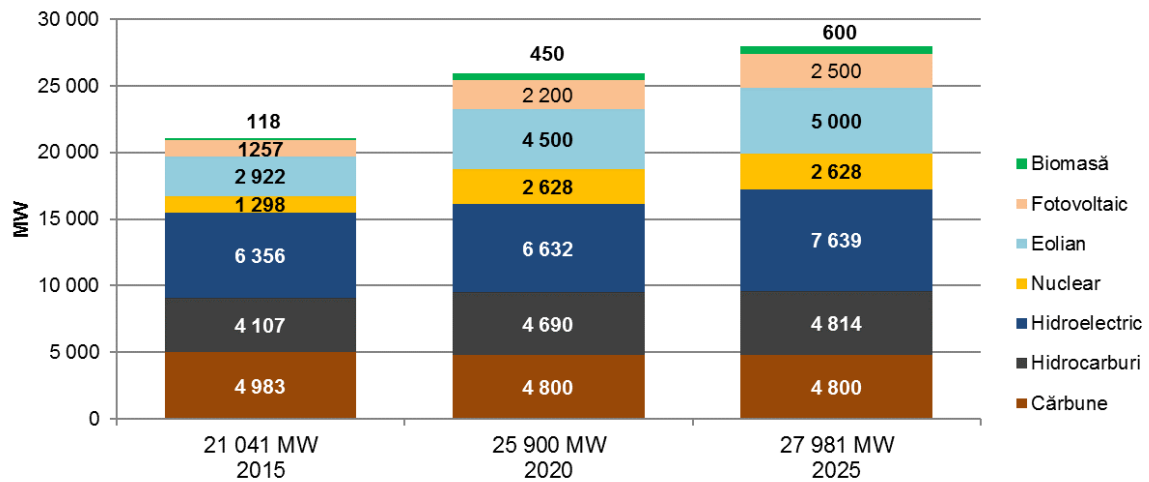
Planul de dezvoltare pe 10 ani al CNTEE Transelectrica SA, actualizat la fiecare doi ani, este elaborat în concordanță cu strategia ENTSO-E la nivelul UE și prezintă aspectele principale referitoare la situația actuală și la dezvoltarea RET. Acest plan este construit pe baza scenariilor privind evoluția consumului de energie electrică și a dezvoltării parcurilor de producție la nivelul SEN. Ultima versiune a planului acoperă perioada 2016-2025. Dezvoltarea RET urmărește funcționarea în condiții de siguranță a SEN și transportul energiei electrice prognozate a fi produsă, consumată, importată, exportată și tranzitată. Această planificare ghidează investițiile pentru o evoluție optimă a RET, facilitând accesul solicitanților la rețelele electrice și buna funcționare a pieței de energie electrică.

În dezvoltarea RET în perioada 2016-2025, Transelectrica urmărește evacuarea puterii din zonele în care se află concentrate SRE spre zonele de consum, dezvoltarea regiunilor de pe teritoriul României în care RET este deficitară (spre exemplu nord-est), precum și creșterea capacității de interconexiune transfrontalieră. Planul de dezvoltare trebuie implementat la timp și conform bugetului, ANRE având rolul de a monitoriza activitatea și a lua măsuri atunci când constată deficiențe.

În cel mai solicitant scenariu de evoluție a puterilor instalate pentru menținerea adecvanței SEN (scenariul *verde*), Transelectrica estimează creșterea capacităților

instalate în centrale electrice eoliene (CEE) de la 3000 MW, în prezent, la 4500 MW în anul 2020 și la 5000 MW în anul 2025. Capacitățile instalate în centrale electrice fotovoltaice (CEF) cresc de la 1300 MW, în prezent, la 2200 MW în 2020 și la 2500 MW în 2025 (vezi figura 3).

Figura 3 – Evoluția estimată a puterilor instalate nete în SEN (planul de dezvoltare RET)



Sursa: CNTEE Transelectrica SA, Cerințe privind transparența informațiilor referitoare la producție (anul 2015); Planul de dezvoltare a RET perioada 2016-2025, p. 105 (anii 2020 și 2025 – scenariul „verde”)

Pentru a putea depăși plafonul de 3000 MW al puterii instalate în CEE, considerat suportabil de configurația actuală a SEN, sunt necesare investiții în întărirea RET, inclusiv prin dezvoltarea interconectărilor cu țările vecine. Dezvoltarea în continuare a SRE necesită investiții în centrale care să funcționeze la vârful curbei de sarcină. Trebuie, de asemenea, menționat că scenariul prezentat rezolvă problema adecvanței doar prin investiții semnificative în capacități de tip nuclear, pe bază de gaz natural și pe bază de cărbune, pe măsură ce capacități vechi și ineficiente sunt retrase din sistem.

Codurile tehnice de rețea și codul comercial de echilibrare

Codurile tehnice ale rețelei electrice de transport stabilesc regulile și cerințele de ordin tehnic pentru participanții la piața de energie electrică, menite să realizeze funcționarea sigură și economică a SEN. Cerințele impuse prin codurile tehnice ale RET vor fi aceleași pentru toți participanții la piața de energie, indiferent de situația lor – grupuri noi sau retehnologizate. Singurele diferențe justificate pot

apărea între grupurile generatoare sincrone și cele asincrone (eolian), însă și aici reglementările vor fi echitabile și vor contribui în mod constructiv la îndeplinirea pe termen mediu și lung a obiectivelor strategice ale României și a angajamentelor sale europene și internaționale.

Codurile tehnice de rețea se stabilesc la nivel european și au caracter obligatoriu pentru toți operatorii de servicii de transport și de sistem, inclusiv pentru Transelectrica, reglementând în bună măsură modul de funcționare a sistemului electroenergetic național. Până în prezent au fost adoptate două regulamente (cu privire la primele două coduri de rețea) și sunt în curs de elaborare sau aprobare alte șase coduri tehnice de rețea, ce reglementează aspecte diferite ale operării și interconectării RET din statele membre, cu scopul unificării acestora pentru a realiza obiectivul pieței interne a energiei la nivelul UE:

1. Regulamentul UE nr. 1222/2015 al Comisiei din 24 iulie 2015, în vigoare din 14 august 2015, de instituire a unui cod de rețea ce stabilește liniile directoare privind alocarea capacităților transfrontaliere și gestionarea congestiilor pe piețele pentru ziua următoare și piețele intra-zilnice;
2. Regulamentul UE nr. 631/2016 al Comisiei din 14 aprilie 2016, în vigoare din 17 mai 2016, de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare;
3. Codul de rețea privind alocarea capacităților interzonale pe piețele pe termen lung, prin înființarea unei platforme unice la nivel european, care să permită alocarea și tranzacționarea drepturilor de transport pe termen lung între participanții la piață. Acest cod este așteptat să devină Regulament și să intre în vigoare în 2016;
4. Codul de rețea operare sisteme, obținut prin unificarea a trei coduri (definite în Regulamentul UE nr. 714/2009 și în Orientările cadru ale ACER), cu privire la securitatea operațională, planificarea operațională și programarea, respectiv reglajul de frecvență putere și rezervele de reglaj. Acest cod este așteptat să devină Regulament și să intre în vigoare în 2016;
5. Codul de rețea privind conectarea la rețea a consumatorilor (direct la RET a marilor consumatori industriali, respectiv a operatorilor de distribuție, precum și conectarea tuturor consumatorilor la RED). Acest cod urmează a fi aprobat în curând, urmând probabil a intra în vigoare ca Regulament în 2017;
6. Codul de rețea ce stabilește reguli și cerințe pentru interconexiunile între zonele în curent continuu (*High Voltage Direct Current – HVDC*), pentru

conexiunile în curent continuu între zonele interconectate sincron în curent alternativ, respectiv pentru interconectarea în curent continuu a unităților producătoare *offshore*. Acest cod urmează să intre în vigoare ca Regulament cel mai probabil în anul 2017;

7. Codul de rețea privind echilibrarea SEN din statele membre interconectate sincron, ce stabilește principiile de acțiune pentru echilibrarea în timp real, la nivel paneuropean. Acest cod este în curs elaborare, urmând a intra în vigoare cel mai devreme în anul 2017;
8. Codul de rețea privind situațiile de urgență și restaurarea sistemului, ce stabilește cerințele de securitate operațională și procedurile aplicabile în situații de urgență (stare de avarie/*black-out*), respectiv la restaurarea SEN interconectat după o avarie majoră/*black-out*. Acest cod este în curs elaborare, urmând a intra în vigoare cel mai devreme în anul 2017;

În ceea ce privește Codul comercial de echilibrare, modificările din ultimii cinci ani ale mixului de energie electrică pun în discuție oportunitatea ajustării bazei de decontare de la 60 la 30 sau chiar la 15 minute. Această tranziție trebuie însă pregătită în detaliu, pentru a evita apariția de noi bariere ce distorsionează piața. Grupurile generatoare care nu se vor adapta la cerințele Codului tehnic al RET și ale Codului comercial vor avea de suferit.

Capacități și mecanisme de echilibrare a pieței de energie electrică

Pe fondul creșterii rapide a capacităților instalate în CEE și CEF în ultimii cinci ani, capacități puternic influențate de condițiile meteorologice, rolul DEN de echilibrare a pieței a devenit esențial, cu atât mai mult cu cât grupurile pe bază de cărbune nu pot răspunde în timp util fluctuațiilor permanente și neprevăzute ale vântului și radiației solare.

Mecanismul de echilibrare a pieței este structurat pe diferite paliere de reglaj: primar, secundar, terțiar rapid și terțiar lent. Categoriile principale de producători care pot răspunde rapid la nevoile de echilibrare sunt centralele hidroelectrice (inclusiv CHEAP) și unitățile flexibile pe bază de gaz natural. La piața de reglaj terțiar lent din România pot participa unități pe bază de cărbune sau de biomasă.

Echilibrarea se realizează și prin semnalul dat de prețul spot al energiei electrice în piață, care se reflectă nemijlocit în fluxurile de import-export. Astfel, capacitatea de interconexiune reprezintă un mecanism adițional de echilibrare.

Pe măsură ce se dezvoltă rețelele inteligente, prețul spot va influența și curba de consum, prin intermediul sistemelor de gestiune a consumului (*demand side management*) – de exemplu, prin automatizarea aparatelor electrocasnice pentru a răspunde semnalului de preț al energiei.

Tehnologii de stocare a energiei electrice

Pe termen lung, tranziția către SRE va accentua și mai mult nevoia de mecanisme adiționale de echilibrare, precum stocarea energiei electrice. Există numeroase alternative în acest sens, toate deocamdată cu costuri mari: producerea și stocarea aburului în megaboilere; electroliză pentru obținerea hidrogenului; CHEAP; baterii de acumulare sau condensatoare de mare și foarte mare capacitate etc. Se remarcă o preferință în piață pentru flexibilitatea oferită de soluțiile de stocare descentralizate – fie la nivel de gospodărie, fie la nivel industrial.

Proiectul CHEAP Tarnița-Lăpușești este discutat mai jos, în secțiunea aferentă serviciilor de sistem la nivel regional.

În ceea ce privește utilizarea surplusului instantaneu de energie electrică în procesul de electroliză pentru a produce hidrogen, randamentul procesului va determina atractivitatea acestei soluții. Hidrogenul poate fi folosit în pile de combustibil, inclusiv pentru propulsia autovehiculelor. O alternativă poate fi transformarea în metan și injectarea în rețeaua de gaz natural, caz în care o formă suplimentară de venit poate fi comercializarea certificatului de origine pentru gaz natural din SRE.

Pe termen mediu și lung, tehnologiile de stocare vor influența structura SEN, precum și desfășurarea noilor tehnologii de generare distribuită bazate pe SRE. Cererea de soluții de stocare la nivel global este de așteptat să antreneze scăderea accelerată a costului acestor tehnologii, pentru a permite în continuare dezvoltarea susținută a SRE. Un efect al acestei tendințe ar putea fi dezvoltarea de micro-rețele izolate și sisteme *off-grid*. Sunt exemple în Japonia – un proiect de stocare în baterii cu putere instalată de 20 MW și capacitate de stocare de 120 MWh – și în California, unde reglementatorul impune un nivel minim al capacității de stocare.

Necesitatea unei piețe de capacități pentru asigurarea adecvanței

În timp ce planul de dezvoltare a RET prezintă o analiză de adecvanță și un program de investiții, nu există un document asemănător pentru asigurarea necesarului de capacitate pentru vârfurile de consum și situații de stres. Astfel, este utilă realizarea unei analize, actualizate la fiecare doi ani, cu privire la starea capacităților instalate în SEN și a tendințelor de dezvoltare pentru următorii 10 ani, astfel încât actorii din piață să poată lua decizii de investiții în capacitățile existente sau noi capacități. Atât Transelectrica, cât și ANRE pot contribui semnificativ la elaborarea în mod regulat a acestui raport.

Sesiunea de lucru „Energie electrică” a adus în discuție oportunitatea creării unei **piețe de capacități**, pentru a asigura funcționarea la parametri normali a RET. În prezent, piața de capacități nu este un deziderat european, fiind preferate soluțiile de echilibrare existente și creșterea gradului de interconectare a piețelor la nivel regional și european. Însă, ca mecanism unic, piața de echilibrare pare a nu reuși în prezent să mențină în stare de disponibilitate pe termen lung un volum suficient de capacități de *back-up*. Prin urmare, este posibil ca o piață de capacități la nivel european, sau la nivel național în România să devină de actualitate – în ultimul caz, ținând cont și de poziția sa geografică marginală în UE.

Principiile ce trebuie să stea la baza creării unei eventuale piețe de capacitate în România sunt cele ale **eficienței, transparenței și neutralității tehnologice** depline (atât timp cât condițiile tehnice specifice pieței de echilibrare sunt îndeplinite). Investitorii vor alege soluțiile și tehnologiile optime, fără ca statul să intervină din considerente politice, sociale sau de altă natură. Alocarea se va face în mod transparent, pe bază de licitație. Pe termen lung, această abordare va stimula suficiente investiții în capacități de *back-up*, cu flexibilitate ridicată și la cost minim pentru consumatorul final.

Integrarea pieței de energie electrică cu piața gazului natural

Piața de energie electrică și piața gazului natural au evoluții similare la nivel european, ceea ce face posibilă integrarea mai puternică a celor două piețe și în România atât la nivel angro, cât și *en-detail*.

Pe piața angro este necesară corelarea celor două piețe, pentru a evita ca dezechilibrele din piața gazului natural, care se transferă ulterior la cea de energie

electrică (și invers), să fie resimțite de consumatorul final. Pentru aceasta, este necesar ca cele două piețe să atingă un grad de maturizare comparabil, prin armonizarea legislației secundare.

Pe piața cu amănuntul există interes din partea furnizorilor pentru prestarea de servicii integrate, ceea ce va accentua concurența, atât timp cât sunt evitate monopolurile zonale.

Totuși, apariția unei piețe de echilibrare pentru gazul natural ar putea crea costuri suplimentare pentru consumator. Stocarea gazului natural în rețelele de transport și distribuție, în măsura permisă de starea tehnică a acestora, ar putea asigura un nivel suficient de flexibilitate în piață, alături de capacitățile de înmagazinare.

Riscul de infrastructură critică la nivelul RET

Infrastructura critică trebuie să fie, în continuare, un domeniu de maximă importanță și de implicare a statului în sectorul energetic.

Se disting două niveluri de risc: **riscul național** (infrastructura critică națională) și **riscuri regionale** care pot ajunge naționale. Riscurile majore de infrastructură critică constituie o temă cheie a Strategiei Energetice. Prin directiva 2008/114/CE a Consiliului European, dedicată infrastructurii critice europene, se urmărește să se asigure „cea mai bună pregătire și cea mai bună planificare posibilă în vederea îmbunătățirii rezilienței la întreruperile bruște ale aprovizionării cu energie și că statele membre cele mai vulnerabile sunt sprijinite în mod colectiv”.

Problema infrastructurii critice trebuie tratată atât la nivelul rețelei electrice de transport, cât și la nivelul rețelei electrice de distribuție.

Printre elementele care pot fi considerate critice pentru RET se numără:

- elemente de apărare și restaurare a sistemului;
- grupuri generatoare cu capacitate de funcționare limitată;
- întârzierea investițiilor în realizarea unor obiective importante (cum ar fi desulfurări și reducerea emisiilor de noxe, praf și metale grele, ceea ce poate atrage amenzi din partea Comisiei Europene);
- echipamentele de coordonare și măsurare învechite, care afectează acuratețea informației primare obținute de către operatorul rețelei de transport.

În contextul digitalizării tot mai pregnante a elementelor din SEN, introducerea noilor tehnologii trebuie făcută cu prudență, pentru a minimiza riscurile de

securitate cibernetică. Programele informatice și echipamentele utilizate în conducerea proceselor (inclusiv în sistemele SCADA) trebuie testate și verificate riguros înainte de a fi utilizate în proiecte pilot.

Starea actuală a sistemului EMS (*Energy Management System*)/SCADA este una de uzură morală și tehnică avansată, așa cum a constatat un audit al sistemului din anul 2013. Până la introducerea unui sistem integrat și unitar avansat, de tip EMP (*Energy Management Platform*), care va integra multiple sisteme interdependente (piața de echilibrare, piața de servicii tehnologice de sistem, piața de alocare a capacităților de interconexiune etc.) în următorii 5-6 ani, managementul Transelectrica a decis reabilitarea sistemului EMS existent prin înlocuirea unor componente *hardware* și *software*, în următorii doi ani.

ENTSO-E a realizat o analiză cu privire la modul de reacție în sistemele electroenergetice ale statelor membre în caz de iarnă extremă, concluzia fiind că România nu ar avea probleme majore, adecvanța fiind considerată acceptabilă.

Piața de energie electrică în context internațional

Interconectarea SEN cu sistemele electroenergetice ale statelor vecine

Procesul de integrare a piețelor naționale de energie electrică la nivel regional și de creare a pieței interne a energiei în UE depinde de capacitatea rețelelor electrice de transport de a asigura tranzitul de energie electrică la nivel european. În vederea atingerii acestui obiectiv, Comisia Europeană sprijină statele membre în atragerea de investiții pentru a atinge un grad de interconectare cu statele vecine de 10% din puterea instalată în capacitățile de producție în anul 2020. Realizarea cu celeritate a proiectelor necesită un cadru decizional mai rapid și mai puțin birocratic, bazat pe cooperare interinstituțională eficientă.

În evaluarea gradului de îndeplinire a acestei ținte de către România, este relevant faptul că diferențele dintre puterea instalată și cea disponibilă sunt semnificative. De asemenea, trebuie luate în calcul și interconexiunile cu statele vecine din afara UE (Serbia, Ucraina și Republica Moldova). Capacitatea reală de interconexiune depinde și de starea RET din statele vecine.

Potrivit estimărilor ENTSO-E, România are o capacitate de import de 2000 MW și o capacitate de export de 1900 MW. A fost finalizată interconexiunea România – Ungaria (Nădab – Beckesczaba) și urmează a fi terminată construcția liniei

România – Serbia (Reșița – Pancevo). Pentru creșterea suplimentară a capacității de interconexiune cu RET în cadrul ENTSO-E vor fi însă necesare investiții în sistemul național de transport de energie electrică.

După cum se arată în *Analiza stadiului actual*, publicată de Ministerul Energiei în februarie 2016, CNTEE Transelectrica SA este implicată în două proiecte incluse pe lista Proiectelor de Interes Comun (PCI) la nivel european, finalizată în anul 2015:

- Clusterul Romania – Serbia, interconectare între Reșița și Pancevo (proiectul *Mid-Continental East Corridor*), care include următoarele sub-proiecte:
 - Linia de interconexiune Reșița (România) – Pancevo (Serbia);
 - Linia internă Porțile de Fier – Reșița;
 - Linia internă Reșița – Timișoara/Săcălaz;
 - Linia internă Timișoara/Săcălaz – Arad;
- Clusterul Romania – Bulgaria, creșterea capacității de interconectare (proiectul *Black Sea Corridor*), care include următoarele sub-proiecte:
 - Linia internă Cernavodă – Stâlpu;
 - Linia internă Gutinaș – Smârdan.

Realizarea acestor PCI se confruntă cu lentoarea birocratică.

Este, de asemenea, necesară întărirea axului Banat și închiderea inelului intern de transport prin segmentul nordic, Gădălin – Suceava. Conform planurilor CNTEE Transelectrica SA, capacitatea de interconexiune poate ajunge la 2500 MW în anul 2025 și 3300 – 3500 MW în anul 2030. În context regional, trebuie considerate, în perspectivă, și proiecte de interconectare est-vest și nord-sud.

Cuplarea piețelor de energie electrică din regiune

Interconectarea sistemelor electroenergetice ale statelor membre nu este suficientă pentru a asigura funcționalitatea pieței comune a energiei la nivel european. Investițiilor de infrastructură trebuie să li se adauge fluidizarea fluxurilor de energie electrică între piețele naționale. Mecanismul de cuplare a piețelor are ca țintă creșterea eficienței acestora, cu impact asupra nivelului prețului energiei electrice la consumatorul final.

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* (*Price Coupling*

of Regions). Cuplarea piețelor de energie electrică din regiune presupune crearea pieței regionale **intrazilnice** și a pieței regionale de echilibrare. La nivelul UE, este în discuție codul pieței de echilibrare. Un element important în elaborarea acestuia este stabilirea regiunilor de coordonare pentru echilibrare. Se pune problema alegerii între o regiune unică la nivel european sau a 4-5 regiuni, caz în care este foarte importantă regiunea în care va fi inclusă România.

Pe termen mediu, este avută în vedere cuplarea piețelor la nivel european. În România este deja implementat un mecanism de corelare continuă, cu două ore înainte de ora de furnizare, ce funcționează eficient pentru unitățile dispecerizabile. Procesul nu pune probleme deosebite pentru SEN. Se impune însă armonizarea legislației cu privire la exportul de energie electrică, pentru ca beneficiile acestui proces de integrare să fie distribuite echitabil.

Piața de tranzacționare administrată de OPCOM va trebui să ofere întreaga gamă de produse de tranzacționare disponibile pe celelalte piețe din regiune.

Competitivitatea energiei electrice produse în România la nivel regional

Competitivitatea energiei electrice produse în România la nivel regional este dată de costul marginal al producției pentru echilibrarea pieței. Este vorba fie de producția în centrale pe bază de cărbune, fie în cele pe bază de gaz natural (în funcție de costul relativ a combustibililor, prețul emisiilor de GES etc.). Pe termen mediu și lung, centralele pe bază de cărbune vor avea costul marginal cel mai ridicat și vor determina gradul de competitivitate al energiei electrice produse în România pe piața regională sau cea europeană.

La nivel macroeconomic, competitivitatea producției de energie electrică depinde de o serie de factori: sistemul de taxare (inclusiv tariful la injectarea energiei electrice în rețea, neîntâlnit în piețele vecine); costul ridicat al apei uzinate în centralele hidroelectrice; riscul legat de comerțul cu energie electrică, pe fondul reglementărilor actuale și a stadiului de dezvoltare a pieței și platformelor de tranzacționare; restricțiile existente la producătorii cu costuri marginale; existența unor capacități vechi cu tehnologii învechite de producere a energiei electrice; prețul scăzut al energiei electrice pe piață.

Competitivitatea serviciilor de sistem

După Turcia, România are cea mai mare piață a energiei electrice din regiune, fiind a 14-a ca mărime din cele 35 state membre ENTSO-E. Datorită modului de dezvoltare a SEN, România ar putea deveni un *hub* și un centru de echilibrare pentru piețele de energie electrică din regiune.

Se estimează că, la nivelul anului 2020, va exista obligația de a vinde servicii de sistem la nivelul pieței de echilibrare regionale. Regionalizarea va avea efecte în ceea ce privește managementul congestiilor, alocarea de capacități etc. În timp, va scădea capacitatea necesară de *back-up*, cu păstrarea capacității de transfer.

România trebuie să fie proactivă în abordare pentru a obține un rol cât mai important la nivel regional. Pentru a atinge potențialul de *hub*, în România trebuie să crească gradul de competitivitate al energiei electrice și al serviciilor de sistem oferite în piața regională. Altminteri, rolul României în regiune se va diminua și ar putea predomina importurile de energie electrică.

Cu privire la serviciile energetice de sistem, trebuie luate în considerare ca direcții strategice dezvoltarea consumatorilor dispecerizabili și a proiectelor *virtual power plant*, respectiv posibilitatea ca piața să fie echilibrată la intervale de 15 minute.

Balanța import-export de energie electrică

La nivelul ENTSO-E, dintre cele 35 de state membre, 12 au export net de energie electrică, între care și România. În anul 2015, România a exportat aproximativ 10,5 TWh și a importat 3,8 TWh, rezultând un export net de 6,7 TWh (similar nivelului din anul 2014). Astfel, aproximativ 10% din producția de energie electrică din România a fost exportată – o pondere relativ mare.

Condițiile tehnice ale exportului și importului energiei electrice sunt impuse de nivelul de dezvoltare al RET și de evoluția producției și consumului de energie electrică. RET în România este bine structurată și susținută de existența unei capacități apreciabile de interconexiune (8 linii electrice de 400 kV), precum și de perspectiva creșterii acesteia prin realizarea unor noi proiecte. Pe acest fond, exportul și importul de energie electrică au loc ca o oportunitate de moment, determinată de diferența între prețurile *spot* de pe piețe interconectate. România exportă energie electrică atunci când prețul *spot* pe piața OPCOM este sub nivelul prețului de pe o piață vecină, iar un actor din piață exploatează oportunitatea de a

vinde pe o piață externă, la un preț mai ridicat. Există ocazii de a exporta cantități semnificative de energie electrică pentru a acoperi deficite pe piețele din Serbia și Ucraina, în măsura în care condițiile tehnice sunt îndeplinite.

Cu toate acestea, **exportul de energie electrică, în sine, nu este un obiectiv strategic al României.** Exportul de energie electrică înseamnă, în mod tipic, și exportul de subvenții publice pentru energia electrică sau neinternalizarea unor costuri semnificative de mediu. Mai degrabă, statul trebuie să acționeze pentru întărirea competitivității pe partea de servicii de sistem.

Întrucât capacitățile de *back-up* sunt în prezent planificate la nivel național, în multe din statele membre ale UE va exista un excedent de putere, iar exportul pe termen lung va fi posibil numai dacă producătorii sunt competitivi în piața regională și europeană. De aceea, pentru sectorul energetic din România este necesară reanalizarea barierelor legislative și stabilirea unui nivel al fiscalității comparabil cu cele ale competitorilor. Regionalizarea va juca un rol din ce în ce mai important, contribuind la nivelarea și armonizarea politicilor fiscale.

În România nu sunt permise contractele bilaterale negociate direct. Un argument pentru o astfel de limitare este necesitatea de a crea un grad suficient de lichiditate pe piața de tranzacționare pentru a avea un preț corect al energiei electrice. Se poate invoca și calitatea mai slabă a guvernancei corporative a producătorilor de energie electrică cu capital de stat în România, problemă care a dus inclusiv la insolvența SC Hidroelectrica SA. Totuși, pe termen mediu, orice actor din piață trebuie să aibă posibilitatea de a încheia contracte pe orice piață de energie electrică disponibilă și să-și gestioneze cu flexibilitate portofoliul de contracte, în vederea maximizării profitului.

Distribuția și furnizarea energiei electrice

Stadiul actual și planuri de dezvoltare a rețelelor electrice de distribuție

La nivel european există 2400 de companii de distribuție a energiei electrice. România are delimitate în cadrul SEN opt zone distincte de distribuție (Muntenia Sud, Muntenia Nord, Dobrogea, Moldova, Transilvania Nord, Transilvania Sud, Banat și Oltenia), structură apreciată ca adecvată de către participanții la sesiunea de lucru. Rețelele electrice de distribuție (RED) sunt operate în regim de monopol

natural. Contractele de concesiune au o durată de 49 de ani, ce se suprapune întregii perioade acoperite de Strategia Energetică.

Performanța operatorilor de distribuție (OD) este supravegheată de către reglementator (ANRE), care monitorizează îndeplinirea obligațiilor acestora, aprobă planurile de investiții și calculează tarifele de distribuție pe baza documentării costurilor de operare. Sistemul de distribuție funcționează în mare măsură conform așteptărilor, OD îndeplindu-și obligațiile contractuale, cu excepția unor situații în litigiu.

Unele aspecte ale cadrului de reglementare pot fi ajustate pentru a îmbunătăți interacțiunea dintre ANRE și operatorii de distribuție, astfel încât să se asigure servicii de distribuție de calitate la un cost accesibil, reflectat în prețul final al energiei electrice. Una dintre probleme ține de pierderile mari din rețelele de distribuție, cauzate de infrastructura și echipamentele învechite. Operatorii de distribuție au realizat investiții substanțiale în ultimul deceniu pentru a îmbunătăți performanța RED. Sunt, în continuare, necesare investiții importante, iar reglementatorul trebuie să fie strict în supravegherea realizării proiectelor la timp și conform bugetului.

De asemenea, există servicii conexe oferite de către operatorii de distribuție, uneori în regim de monopol, pentru care tarifele nu sunt reglementate pe baza unor bune practici, ceea ce permite realizarea de marje nejustificate de profit.

O altă problemă este legată de durata foarte lungă (peste 180 de zile) și procedura birocratică pentru racordarea utilizatorilor la RED din România. ANRE ar trebui să preia bunele practici din alte state pentru a reduce timpul și costurile racordării celor ce solicită acces la rețea. Este importantă colaborarea mai strânsă cu autoritățile locale, pentru a asigura racordarea la rețea în timp util atunci când se dezvoltă noi parcuri industriale, centre comerciale sau cartiere rezidențiale. O situație asemănătoare se întâlnește la încheierea contractului de furnizare pe piața liberă, unde procesul este complicat de proceduri birocratice excesive.

Este oportună impunerea de către ANRE pentru operatorii de distribuție a obligației de a prelua bunele practici al operatorului de transport și de sistem și a elabora planuri de dezvoltare a rețelei pentru 10 ani, cu actualizare la fiecare doi ani. Astfel de planuri oferă informații importante pentru piață și consumatori, în contextul tendințelor de schimbare profundă a sectorului energiei electrice la nivel european și global.

Evoluția producției descentralizate de energie electrică

Sursele distribuite/descentralizate de energie electrică sunt caracterizate de un număr mare de capacități de puteri relativ reduse, răspândite teritorial, ceea ce face ca ele să fie integrate în rețelele electrice de distribuție – spre deosebire de sursele clasice, centralizate, racordate la RET. Producția descentralizată se bazează atât pe valorificarea SRE (însă nu în mari parcuri eoliene sau fotovoltaice), cât și a combustibililor fosili.

În prezent, producția distribuită are o pondere relativ redusă în mixul energiei electrice din România. Atât cogenerarea de înaltă eficiență cât și trigenerarea (energie electrică, încălzire și răcire) sunt de asemenea potrivite pentru generarea distribuită a energiei electrice.

Ritmul de dezvoltare a surselor distribuite de energie electrică este dificil de anticipat, rezultatul la nivel național și local fiind dat de suma a numeroase decizii individuale de a investi în astfel de surse. Astfel de decizii sunt, la rândul lor, puternic influențate de factori precum prețul energiei electrice la consumatorul final, maturizarea tehnologiilor de generare distribuită și stocare a energiei electrice, legislația cu privire la eventuale scheme de sprijin, politici fiscale și accesul la rețeaua electrică etc. Operatorii de rețea și autoritățile de reglementare trebuie să urmărească cu atenție aceste evoluții și să ia măsurile necesare pentru a răspunde așteptărilor consumatorilor.

Pe termen lung însă, stimulate și de scăderea prețului instalațiilor de stocare a energiei electrice, soluțiile de generare distribuită a energiei electrice ar putea să se dezvolte în ritm accelerat și la scară importantă. Acest lucru nu va avea loc, probabil, mai devreme de anul 2030, însă operatorii de distribuție ar trebui să ia deja în considerare în planurile de dezvoltare a RED rolul pe care sursele distribuite îl pot avea în asigurarea serviciilor de sistem.

Dezvoltarea surselor distribuite va solicita suplimentar OD și OTS, necesitând investiții substanțiale pentru modernizarea și redimensionarea rețelelor electrice. Pentru a preveni situații extreme, ce periclitează securitatea aprovizionării cu energie electrică, au fost impuse condiții de racordare, care permit dispecerizarea surselor distribuite peste 5 MW. În măsura în care pot apărea probleme de adecvanță, pot fi stabilite limite temporare pentru capacitățile descentralizate, pe baza unor studii de impact.

Pentru implementarea cu succes a descentralizării producției și stocării energiei electrice la scară largă, România va trebui să recupereze decalajul economic și tehnologic față de alte state membre UE. Un exemplu este necesitatea de a implementa sistemele de tip SCADA pentru controlul proceselor la toate nivelurile SEN, prin utilizarea sistemelor informatice.

Prin politicile fiscale și de reglementare, statul nu trebuie să frâneze dezvoltarea surselor distribuite. ANRE trebuie să asigure că ritmul și costul de dezvoltare a rețelelor inteligente, precum și tipurile de servicii oferite de ele, sunt armonizate cu utilizarea eficientă a surselor distribuite, pe măsură ce acestea intră în sistem.

Este necesară definirea prin legislație a **acumulatorilor** ca tehnologie de stocare, cu condiții specifice de racordare la RET sau la rețeaua electrică de distribuție.

Este necesară definirea în cadrul legislativ a conceptului de **prosumator** (*prosumer*) – consumator activ de energie electrică din rețea, care are și posibilitatea să livreze în rețea propria energie electrică din sursă distribuită, fluxul fiind cu dublu sens. Pentru prosumatori, accesul la rețea este și mai complicat decât pentru simplii consumatori, durata medie de racordare în România fiind, în prezent, de circa 450 de zile. De aceea, este necesară analiza legislației actuale și, de asemenea, studii complete cu privire la durata de racordare, pentru a identifica modalități de a reduce perioada de așteptare, adoptând bunele practici internaționale.

Impactul electrificării transporturilor asupra RED

Produsele petroliere (benzină, motorină, cherosen, gaz petrolier lichefiat) asigură majoritatea covârșitoare a surselor de energie în sectorul transporturilor. Atingerea țintelor de reducere a emisiilor de GES la nivel global impune diminuarea intensității emisiilor din arderea combustibililor. Soluțiile adoptate pe scară tot mai largă în cadrul UE sunt biocarburanții și gazul natural. Deși în stadiu incipient, există un potențial semnificativ pentru utilizarea energiei electrice în transporturi.

Autovehiculele cu motor electric sau cu pile de combustibil nu elimină decât la nivel local problema emisiilor de noxe și de GES. Un efect pozitiv important al mobilității electrice constă în eliminarea poluării aerului în mediul urban în activitatea de transport. Totodată, mobilitatea electrică poate contribui la reducerea dependenței de importurile de petrol. Dar atât timp cât sursa de energie

utilizată în producerea de energie electrică sau hidrogen nu este regenerabilă sau cu emisii scăzute de GES, autovehiculele electrice contribuie cel puțin la fel de mult la schimbările climatice precum cele pe bază de produse petroliere. Pe termen lung, decarbonizarea producției de energie electrică, în paralel cu penetrarea tot mai mare a vehiculelor electrice în parcul auto, poate contribui substanțial la decarbonarea sectorului transporturilor.

În România, consumul de energie electrică în transport este concentrat în transportul feroviar de pasageri și de marfă, respectiv în transportul urban de pasageri cu tramvaie și troleibuze.

Planurile de dezvoltare a transportului feroviar nu fac parte din Strategia Energetică, însă este de remarcat viteza redusă de transport și întârzierile frecvente cauzate de starea tot mai precară a infrastructurii feroviare. În condițiile modernizării tronsoanelor principale, există un potențial substanțial de creștere a volumului de marfă și a numărului de pasageri transportați pe căile ferate din România – în parte înlocuind transporturile rutiere, în parte creând cerere nouă. La nivelul SNCFR există suficiente stații electrice de transformare, problema fiind mentenanța lor. Există tendința de a renunța la gestiunea acestor stații electrice în favoarea operatorilor de distribuție.

În mediul urban, transportul în comun ar putea fi electrificat aproape în totalitate în următorii 15 ani, prin introducerea autobuzelor electrice. Distanțele parcurse zilnic, durata mare de staționare pe timp de noapte în același loc și predictibilitatea traseelor fac ca exploatarea lor să fie eficientă. Spre deosebire de troleibuze și tramvaie, unde consumul de energie electrică din rețea are loc pe parcurs, autobuzele electrice se pot încărca noaptea, contribuind la aplatizarea curbei de sarcină. Costul energiei electrice este mai scăzut noaptea, astfel că un contract de furnizare atractiv favorizează competitivitatea autobuzelor electrice.

În stadiu incipient, autovehiculul electric își face loc în parcul auto românesc. Statul român, prin Administrația Fondului pentru Mediu, își propune să subvenționeze achiziționarea autovehiculelor electrice cu 6000 €/autovehicul. Spre comparație, în timp ce bugetul pus la dispoziție în acest scop de Ministerul Mediului, Apelor și Pădurilor este de 5 milioane lei (1,1 milioane euro), susținerea financiară oferită în Germania de către guvernul federal împreună cu concernele producătoare de automobile este de aproximativ 1,5 miliarde euro, sumă care va susține achiziționarea unui număr de 400 000 de automobile electrice și hibride.

Pentru ca parcul autovehiculelor electrice să se dezvolte în România, în afară de costul mai scăzut și capacitatea mai mare a bateriilor de stocare, este necesară și dezvoltarea unei rețele suficiente de stații de reîncărcare rapidă a bateriilor. Ministerul Mediului a demarat un program de sprijin pentru construirea de stații de reîncărcare, ce va acoperi 80% din costul investițiilor în limita unui buget total de 70 milioane lei, suficient pentru construirea a aproximativ 400 de stații cu reîncărcare rapidă și 400 de stații cu reîncărcare lentă.

În prezent, energia electrică folosită în sectorul transporturilor este taxată diferit față de cea cu alte destinații de consum. În funcție de evoluția politicilor fiscale, atractivitatea vehiculelor electrice poate crește sau scădea, iar cadrul fiscal ar trebui să fie stabil, predictibil, echitabil, cu o bună fundamentare.

În cadrul sesiunii de lucru a fost discutat planul României de a instala 10 000 de sisteme de alimentare a autovehiculelor electrice (cu o putere de maxim 50 kW pentru cele cu încărcare rapidă), necesitând o putere instalată totală de cel mult 500 MW. Aceasta nu ar trebui să reprezinte o problemă pentru RET sau RED, în afară de situația concentrării sistemelor de alimentare în câteva zone din mediul urban. Pe termen lung, probabil spre orizontul anului 2030, autovehiculul electric ar putea aduce schimbări importante pentru RED. Pe termen scurt și mediu însă, ponderea mobilității electrice în România va rămâne, probabil, scăzută.

Impactul încălzirii și al răcirii electrice asupra RED

Costul ridicat al energiei electrice, comparat cu cel al biomasei și al gazului natural utilizate direct pentru încălzire, face puțin probabilă trecerea la încălzire pe bază de energie electrică pe termen scurt și mediu. UE nici nu recomandă o astfel de evoluție; directiva de eco-design stabilește limite de putere pentru încălzirea apei prin boilere electrice, după care trebuie folosiți direct combustibili precum gazul natural sau biomasa.

O alternativă acceptată și eficientă a încălzirii electrice sunt pompele de căldură, sprijinite prin programul Casa Verde/Casa Verde Plus și din fonduri europene. Investiția inițială este însă mare, astfel că este puțin probabil ca pompele de căldură să fie o soluție pentru multe dintre locuințele care au deja un sistem eficient și funcțional de încălzire.

Ele ar putea fi o soluție pentru locuințele noi, dar trebuie stabilite reglementări stricte și bine fundamentate cu privire la tipul de pompe de căldură și la modul lor de funcționare. Altminteri, există riscul de a altera microclimatul local (pompe aer-aer), calitatea solurilor (pentru cele care se bazează pe schimbul termic cu zona de subsol de la 4-10 m adâncime) sau a acviferelor (pentru cele cu foraje de mai mare adâncime). Introducerea încălzirii electrice prezintă avantajul reducerii riscurilor de accidente în gospodării, specifice încălzirii cu lemne sau gaz natural. Apar, în schimb, riscuri specifice utilizării mai intense a energiei electrice.

Costurile de întărire a rețelelor electrice de distribuție, pentru a permite trecerea la încălzirea electrică, ar putea fi foarte mari, dacă un număr mare de locuințe solicită accesul la o putere mai mare. Această problemă apare însă și cu privire la cererea de putere pentru utilizarea pe scară tot mai largă a aparatelor de aer condiționat pentru răcire. Prin comparație, pompele de căldură pot acoperi atât cererea de încălzire, cât și pe cea de răcire, fiind de preferat pentru proiectele fezabile atât din punct de vedere tehnic, cât și economic.

Participanții la sesiunea de lucru și-au exprimat preferința pentru o abordare graduală, astfel încât implementarea tehnologiilor noi să aibă loc doar la momentul în care sunt mature. Pentru un cadru de reglementare și politici publice stabile și predictibile, sunt necesare studii ale stadiului și evoluției tehnologiilor, în colaborare cu parteneri internaționali, adaptate la situațiile din România.

Despre monopolul natural al rețelelor de distribuție

Sursele distribuite de producție a energiei electrice, în combinație cu capacitățile de stocare, vor duce în timp la un grad mai ridicat de descentralizare a SEN, inclusiv la apariția micro-rețelelor. În mare parte, micro-rețelele vor fi create de operatori privați, în zone fără acces la rețea.

Micro-rețelele ar putea fi o soluție reglementată, însă doar în cadrul programului de electrificare a satelor izolate, cu participarea operatorilor de distribuție și recunoașterea costurilor de către reglementator. Există astfel de micro-rețele în regiuni izolate în mai multe state din lume, iar implementarea nu pune probleme deosebite. Programul național de electrificare 2012-2016 a prevăzut instalarea de rețele electrice noi, extinderea celor existente, precum și construirea unor grupuri de rețele izolate, însă realizările au fost modeste.

Pentru majoritatea covârșitoare a consumatorilor, accesul la SEN va rămâne singura soluție pentru alimentarea cu energie electrică, astfel încât stabilitatea și fiabilitatea RED actuale din România este deosebit de importantă. Din acest motiv, nu este oportună abandonarea monopolului natural, dată fiind importanța predictibilității cadrului de reglementare pe întreaga perioadă de concesiune către operatorii privați, astfel încât investițiile să fie realizate la timp, în mod eficient.

Nu există, pe termen mediu și lung, în orizontul anului 2030, motive întemeiate de rediscutare a regimului de monopol natural al operatorilor privați de distribuție și nu este oportună reconfigurarea zonelor de monopol al operatorilor de distribuție. Dacă un operator RED încalcă în mod flagrant și repetat contractul de concesiune, reglementatorul trebuie să aibă posibilitatea de a revoca acest contract și a-l oferi, prin licitație cu precalificare, unui alt operator. Într-o astfel de situație ar putea fi pusă problema reconfigurării și, eventual, a reîmpărțirii zonei de distribuție în mai multe zone cu operatori diferiți, fără a relaxa însă obligațiile din contract.

Infrastructura critică la nivelul RED

În prezent, nu sunt definite elementele de infrastructură critică pentru rețelele electrice de distribuție. La nivel european, pe lângă amenințările acțiunilor teroriste fizice sau cibernetice, sunt considerate amenințări de infrastructură critică și fenomenele meteorologice extreme, ce pot afecta în special rețelele de distribuție. De exemplu, în urma inundațiilor din Serbia în 2015, restabilirea serviciului de distribuție a durat mult timp. Nu există planuri de întraajutorare între regiuni la nivelul rețelelor electrice de distribuție, nici măcar la nivel național.

Sursele descentralizate de producere a energiei electrice, mai ales cele bazate pe SRE, vor avea un impact important asupra rețelelor electrice, provocând schimbarea conceptuală a modului de exploatare. Participanții la sesiunea de lucru au subliniat necesitatea protejării infrastructurii critice de la nivelul RED prin:

- utilizarea pe scară largă a tehnologiilor de telecomunicații, inclusiv extinderea rețelei și interconectarea inteligentă a operatorilor de distribuție cu OTS. Creșterea volumului de informații legate de funcționare se poate realiza prin instalarea sistemelor de tip SCADA;
- instalarea de protecții digitale;
- asigurarea securității informatice (cibernetice) a rețelelor electrice.

Tranziția va trebui să fie graduală, iar adoptarea programelor informatice va trebui să aibă loc cu precauție, în urma unor teste elocvente.

Furnizarea energiei electrice

Deschiderea pieței de energie electrică din România a început în anul 2000, iar din 2007 toți consumatorii sunt liberi să își aleagă furnizorul de energie electrică. Consumatorii casnici au, în continuare, dreptul la un tarif reglementat pentru o cotă de 30% din consum, între 1 iulie și 31 decembrie 2016. Cota scade treptat, în pași semestriali, astfel încât de la 31 decembrie 2017 toți consumatorii vor fi integral pe piața liberă.

Tot mai mulți operatori economici oferă pachete de servicii ce includ atât servicii de telecomunicații sau utilități, cât și de furnizare a energiei electrice. Fără un cadru de reglementare robust, dar flexibil, al concurenței în segmentul de furnizare, prin stabilirea unor standarde minime de calitate, există riscul ca serviciile unor furnizori să fie de proastă calitate și cu clauze contractuale abuzive. De aceea, este binevenit un standard al facturii la energia electrică pentru consumator și impunerea facturării consumului real, cel puțin pentru consumatorii vulnerabili.

Întrucât furnizarea energiei electrice poate constitui un pretext pentru a ajunge la consumator și a oferi și alte servicii, cadrul de reglementare ar trebui să stabilească și prețul minim pe care un furnizor îl poate oferi – spre exemplu echivalentul prețului mediu spot lunar, fără niciun alt tarif administrativ. Se vor adăuga tarifele de transport și distribuție, costul certificatelor verzi și, eventual, al altor scheme de sprijin, precum și accizele și taxele aferente.

Țiței, produse petroliere și gaz natural

Elemente de context internațional

Factorii dominanți care modelează piețele internaționale de energie sunt:

- prețul resurselor energetice primare – în special prețurile petrolului, al gazului natural și al cărbunelui;
- schimbările tehnologice, unele dintre acestea rapide și cu impact disruptiv;
- tendințele politicilor internaționale ale energiei, între care se disting recente evoluții de geopolitică a energiei și politicile privind schimbările climatice.

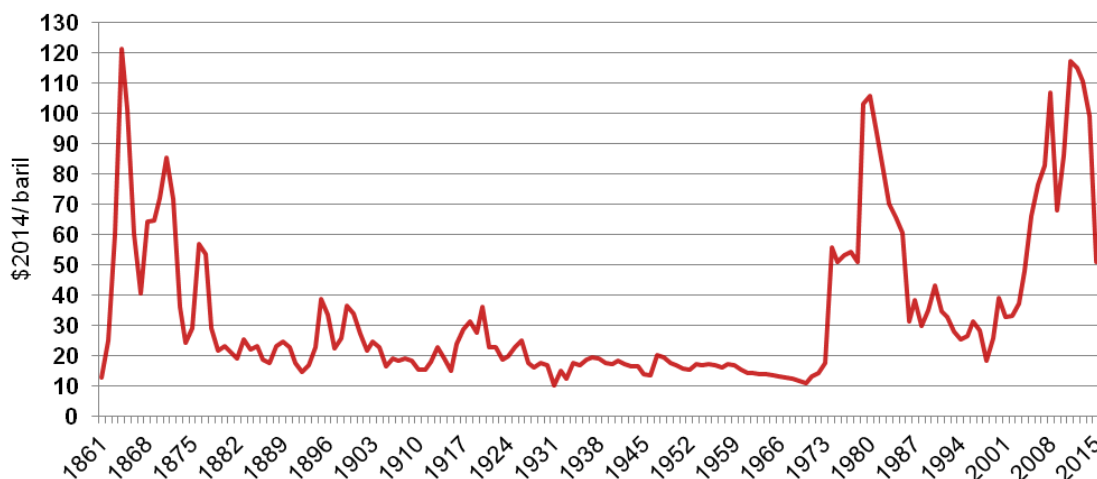
Prețul țițeiului – mecanism de formare și nivel

Prețurile de referință ale petrolului – West Texas Intermediate (WTI), Brent, Arab Light etc. – se stabilesc prin mecanisme de piață la nivel regional, în funcție de cerere, ofertă, capacitatea de rafinare și de transport. Ele sunt însă apropiate ca nivel și evoluează în tandem pe piața globală a petrolului, astfel încât se poate vorbi despre un preț mondial al petrolului. În acest raport este utilizat prețul de referință Brent.

În istoria de peste 150 de ani a industriei petrolului, prețul barilului a înregistrat atât perioade de relativă stabilitate, cât și perioade de volatilitate ridicată. În urma **crizelor petrolului** din anii 1973 și 1979, ce au propulsat prețul mult peste media deceniilor anterioare până în anul 1985, barilul Brent a oscilat în perioada 1986-2000 între 18 și 43 \$₂₀₁₄. Ulterior, prețul petrolului a înregistrat o creștere susținută în intervalul 2001-2008, pe fondul creșterii rapide a cererii în economiile emergente și convingerii că resursele de petrol nu vor putea ține pasul cu cererea (teoria *peak oil*). Recesiunea economică mondială a dus la prăbușirea prețului petrolului, la sfârșitul anului 2008, însă barilul Brent a revenit la un nivel multianual mediu de peste 100 \$₂₀₁₄ în perioada 2010-2014.

La sfârșitul anului 2014, pe fondul creșterii rapide a producției din surse neconvenționale (de șist) în SUA, al deciziei Organizației Țărilor Exportatoare de Petrol (OPEC) de a menține nivelul producției și al încetirii creșterii economice în China, prețul a căzut de la aproximativ 115 \$/baril (iunie 2014) până la 28 \$/baril în februarie 2016. În iunie 2016, barilul Brent a oscilat în apropierea pragului de 50 \$, iar contractele *futures* ICE pentru anul 2019 erau cotate la aproximativ 55 \$/baril.

Figura 4 – Prețul mediu anual al petrolului în perioada 1861-2015 (în \$₂₀₁₄)



Sursa: BP Statistical Review of World Energy 2016

Petrolul ieftin aduce, pe termen scurt, beneficii consumatorilor și favorizează o accelerare a cererii, însă menținerea unui preț scăzut se traduce în diminuarea investițiilor în sectorul *upstream* (explorare, dezvoltare și producție), cu efectul reducerii pe termen mediu și lung a ofertei de țiței pe piața internațională și al creșterii ulterioare a prețului către un nou nivel de echilibru. Potrivit raportului *World Energy Outlook 2015* al IEA, prețul ar putea reveni la 50-60 \$/baril în jurul anului 2020, după care se estimează că va urma o perioadă lentă de creștere spre nivelul de 85 \$/baril până în anul 2030.

Principalii factori ce vor influența cererea și oferta de petrol și produse petroliere până în anul 2030 sunt:

- Costul pe baril al producției țițeiului „de șist” pentru producătorii din SUA, în scădere accelerată în ultimul deceniu. Nivelul tot mai scăzut al prețului petrolului la care producătorii americani de petrol pot reveni în piață constituie, în structura cererii și ofertei globale, un plafon al creșterii de preț;
- Revenirea Iranului pe piața internațională de țiței, după ridicarea sancțiunilor legate de programul nuclear, și perspectiva creșterii producției în Irak. Împreună, cele două state pot atinge împreună, în următorii ani, nivelul curent de producție al Arabiei Saudite, o suplimentare considerabilă a ofertei globale. Această tendință ar putea însă fi contrabalansată de riscul reducerii

producției pe termen scurt, mediu și chiar lung în state precum Nigeria, Lybia și Venezuela;

- Dinamica cererii de țiței în China, India și alte economii emergente mari. Pe fondul reducerii turației economiei chineze, se anticipează că India ar putea prelua, în următorii ani, rolul de „locomotivă mondială” a consumului de materii prime și energie;
- Impactul petrolului ieftin în structura globală a consumului de energie. Prin efect de domino, ieftinirea afectează, printre altele, profitabilitatea investițiilor în surse regenerabile de energie (SRE) și în eficiență energetică, respectiv ritmul de creștere al utilizării autovehiculelor cu propulsie electrică.

Concurența între combustibili și tehnologii pe piețele de energie va fi, în continuare, determinantă, rămânând de văzut cum vor evolua costurile tehnologiilor SRE și de stocare a energiei electrice în baterii, în contextul prețurilor mici ale petrolului.

Pentru realizarea modelării cantitative, ce va fundamenta politicile energetice din cadrul Strategiei Energetice în curs de elaborare, vor fi elaborate scenarii de evoluție a sectorului energetic pentru prețuri de referință ale petrolului pe întreaga plajă de oscilație din perioada 2001-2015, în intervalul de la 30 la 120 \$₂₀₁₄/baril.

Prețul gazului natural – mecanisme de formare și nivel

Spre deosebire de țiței și produsele petroliere, ce pot fi transportate în stare lichidă, rapid și relativ ieftin la nivel global, gazul natural este extras din subsol preponderent în stare gazoasă. Pentru a fi transportat și distribuit, este nevoie fie de o infrastructură (costisitoare și inflexibilă) de transport prin conducte, fie de comprimarea sau lichefierea gazului (cu consum semnificativ de energie și cu infrastructură aferentă, dar cu flexibilitate ridicată). Astfel, costurile de transport ale gazului natural sunt mai mari decât ale țițeiului, iar distanța dintre locul de extracție și cel de consum este, în general, mai scurtă. Prin urmare, gazul natural este tranzacționat preponderent pe piețe regionale, interconectate fie prin conducte, fie prin terminale de gaz natural lichefiat (GNL). Cu toate acestea, dezvoltarea tehnologiilor de transport la mare distanță, respectiv în formă comprimată sau lichidă la scară mică, a deschis noi perspective utilizării gazului natural.

Există o mare varietate a mecanismelor de stabilire a prețului pentru gazul natural la nivel angro, analizate de Uniunea Internațională a Gazului (IGU) în raportul *Wholesale Gas Price Survey 2016*:

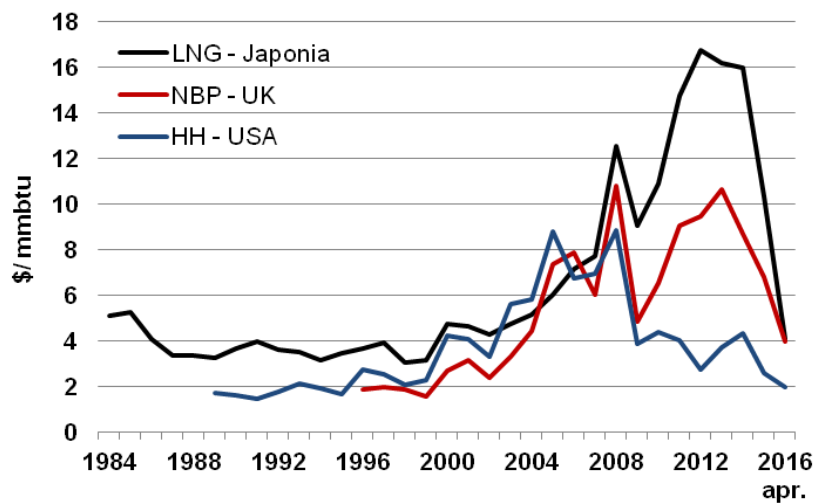
- **mecanismul de piață bazat pe cerere și ofertă** la nivel regional, dominant în SUA și UE, cel mai răspândit la nivel global (45%) și în continuă creștere în ultimul deceniu;
- **preț indexat** pe baza unei formule contractuale, în funcție de evoluția prețului petrolului sau a unui coș de produse energetice ce poate include cărbunele, energia electrică etc. Acest mecanism este în continuare răspândit pentru importul de gaz natural în Asia și în Europa (în special Centrală și de Est sau Sud-Est), fiind adeseori însoțit de o serie de alte clauze contractuale, ce limitează concurența;
- **preț reglementat**, stabilit adesea în funcție de costuri (cum este cazul pieței reglementate în România), ori independent de costuri (preț puternic subvenționat), din considerente politice și/sau sociale. Prețurile reglementate sunt practicate, de regulă, în țările cu producție internă de gaz natural (inclusiv marilor exportatori), dominată de companii monopoliste sau oligopoliste, cu nivel scăzut sau mediu de dezvoltare a pieței gazelor naturale.

Există diferențe structurale între prețurile de referință ale principalelor piețe regionale. La nivel mondial, prețurile principale de referință sunt stabilite la următoarele *hub*-uri: Henry Hub (HH) din SUA, National Balancing Point (NBP) din Marea Britanie, Title Transfer Facility (TTF) din Olanda, respectiv prin prețul de import al GNL în Japonia. Pentru România, prețul de referință cel mai relevant este dat de Central European Gas Hub (CEGH) de la Baumgarten din Austria, ce urmează în mare măsură fluctuațiile prețului TTF.

Prețul gazului natural a scăzut considerabil în 2015 și în prima parte a anului 2016, atât în contractele indexate la prețul petrolului, cât și pe piețele *spot* din SUA și Europa. În mai 2016, nivelul de referință HH a fost de aproximativ 2 \$/Mmbtu (echivalentul a 6,15 €/MWh), prețul de referință TTF a fost de 4 \$/Mmbtu (12,30 €/MWh), iar cel pentru GNL în Japonia a fost de doar 4,10 \$/Mmbtu (12,60 €/MWh) – o scădere spectaculoasă în ultimii doi ani, asemănătoare prăbușirii prețului petrolului. Contractele pe piața *futures* ICE pentru prețul TTF indică, în iunie 2016, un nivel de 15-16 €/MWh până în anul 2020.

O tendință notabilă la nivel global este aceea că piețele din marile regiuni geografice (America de Nord, Europa și Asia de Est), caracterizate în ultimii ani de diferențe semnificative de preț al gazului natural, au început să fie mult mai apropiate ca preț, ca urmare a creșterii semnificative a comerțului mondial cu GNL. Cu noi capacități de producție de GNL realizate sau în curs de realizare, în special în Australia și SUA, tendința de globalizare și integrare a piețelor de gaz natural este durabilă și de substanță.

Figura 5 – Prețul mediu anual al gazului natural în perioada 1984-2016 (în \$₂₀₁₄)



Surse: BP Statistical Review of World Energy 2015, IGU Wholesale Gas Price Survey 2016 și Federal Energy Regulatory Commission (mai 2016) pentru aprilie 2016.

Încă din anul 2012, în SUA, gazul natural foarte ieftin a înlocuit capacități de generare pe bază de cărbune în piața de energie electrică, iar cantități însemnate de cărbune american au luat calea exportului, inclusiv către Europa, de unde au scos de pe piață capacități de generare pe bază de gaz natural. Abia în prezent, în condițiile scăderii susținute a prețului în Europa, gazul natural redevine competitiv în mixul de energie electrică european.

Cu toate acestea, competiția între cărbune și gaz natural rămâne acută în mixul de energie electrică din UE, întrucât cărbunele este ieftin, iar costul certificatelor de emisii EU ETS este în continuare scăzut. Din acest motiv, o altă tendință ce se manifestă la nivel european este scăderea sau plafonarea cererii de gaz natural, pe fondul măsurilor de eficiență energetică și al creșterii economice lente. Scăderea consumului în UE în anul 2015 a fost de 20% față de anul 2005. Pe piața de energie electrică, utilizarea gazului natural este constrânsă de schemele de susținere

pentru SRE și de viabilitatea lor comercială crescândă, datorată costului în scădere al tehnologiilor de generare fotovoltaice și eoliene.

La sfârșitul lunii iunie 2016, **prețul de referință CEGH** pentru iulie-septembrie 2016 era de aproximativ 15 €/MWh (68 lei/MWh), apropiat de prețul reglementat al gazului natural din producția internă destinat consumului casnic în România.

Impactul noilor tehnologii în segmentul upstream

Ultimii zece ani au adus schimbări de substanță ale tehnologiei din sectorul energetic, cu impact profund asupra funcționării piețelor și a competitivității relative a diferitelor tehnologii. Chiar actuala scădere a prețului țițeiului este, în mare parte, efectul unei străpungeri tehnologice de tip disruptiv în industria petrolului: expansiunea la scară comercială a tehnologiei de extracție a gazului natural și a țițeiului din formațiuni de argile gazeifere, cunoscute drept „gaze de șist” și „țiței de șist”. În cinci ani, această nouă industrie a propulsat SUA pe primul loc al clasamentului mondial al producătorilor de țiței și de gaz natural, loc menținut între anii 2010 și 2015.

O contribuție importantă la surplusul ofertei globale de țiței din ultimii ani o are și extracția hidrocarburilor *offshore*, care a progresat către ape din ce în ce mai adânci, în tot mai multe bazine de exploatare, precum și ampla dezvoltare a industriei „nisipurilor bituminoase” din provincia canadiană Alberta.

Astfel de activități au fost posibile pe baza unor investiții substanțiale în cercetare și inovare, urmate de transpunerea rapidă în activitatea industrială, pe fondul prețului ridicat al petrolului. Prăbușirea prețului afectează rentabilitatea acestor operațiuni, sporind eforturile de creștere a eficienței operațiunilor. Astfel, deși prețul scăzut acționează ca un factor de echilibrare a pieței, noile tehnologii sunt gata să revină în producție când prețul va fi suficient de ridicat, dar către un nivel tot mai redus, acționând astfel ca un factor de plafonare a prețului petrolului pe termen mediu.

Impactul noilor tehnologii în segmentul downstream: petrolul

Se remarcă pătrunderea tehnologiilor de stocare a energiei electrice la scară comercială, cu repercusiuni asupra gradului de penetrare a autovehiculelor cu propulsie electrică sau hibridă în dauna celor ce utilizează exclusiv produse

petroliere și/sau biocarburanți lichizi, respectiv a dezvoltării rețelelor inteligente de energie electrică, în tandem cu creșterea energiei electrice din SRE.

Cererea de țiței și produse petroliere depinde în special de evoluția sectorului transporturilor. În ultimii 10 ani, ca urmare a reglementărilor tot mai stringente, producătorii principali de autovehicule au investit substanțial în sporirea eficienței, iar tendința este de continuare a progresului în acest sens. În paralel, are loc diversificarea modului de propulsie al autovehiculelor, prin utilizarea la scară tot mai largă a biocarburanților, a gazului natural și a biogazului, dar și a energiei electrice și (marginal) a hidrogenului.

Dacă pentru o perioadă de tranziție este de așteptat în special utilizarea mai mare a autovehiculelor hibride, pe termen mediu și lung probabil că se va manifesta preferința pentru cele integral electrice. Planurile cu privire la mobilitate în statele dezvoltate evoluează spre o pondere crescută a transportului în comun, respectiv a utilizării bicicletei (eventual electrice) în mediul urban. Toate aceste transformări duc la diminuarea cererii de petrol.

Pe de altă parte, creșterea populației și a nivelului de trai în numeroase țări cu grad redus de penetrare a autovehiculelor personale va continua să genereze cerere nouă pentru produse petroliere în următoarele decenii. Modul în care vor evolua cele două tendințe contradictorii și impactul asupra cererii de produse petroliere sunt dificil de previzionat.

În România, Administrația Fondului pentru Mediu (AFM) a alocat pentru anul 2016 un buget de 75 de milioane de lei pentru credite de angajament și 15 milioane de lei pentru credite bugetare, destinate finanțării mașinilor electrice și a stațiilor de încărcare. Conform prevederilor HG 235/30.03.2016, programul de stimulare a înnoirii parcului auto „Rabla” este suplimentat cu programul „Rabla Plus” dedicat autovehiculelor electrice și hibride. AFM estimează instalarea unui număr de aproximativ 400 de stații de încărcare rapidă (putere înaltă) și 400 de stații de încărcare la putere normală.

„Strategia pentru transport durabil pe perioada 2007-2013 și 2020, 2030”, elaborată de Ministerul Transporturilor în anul 2008, își propune valorificarea potențialului național de economisire a energiei și de reducere a pierderilor, privință în care sectorul transporturi poate atinge o rată de economisire de 35-40%. În conformitate cu strategia europeană de reducere a emisiilor de CO₂ generate de

vehiculele ușoare, parcul de autoturisme nou înmatriculate ar trebui să atingă un nivel mediu de emisii de CO₂ de 120 g/km până în anul 2020.

O strategie pentru **combustibili alternativi** a fost anunțată în documentul „Cartea Albă a Transporturilor”¹ (2011) și dezvoltată în pachetul „Energie curată pentru transporturi”² (2013), care pledează pentru reducerea dependenței de petrol în sectorul transporturi. Energia electrică, biocombustibilii, gazul natural și gazul petrolier lichefiat (GPL), precum și hidrogenul au fost identificați ca principali combustibili alternativi cu potențial de substituie pe termen lung a petrolului, luându-se în considerare posibila lor utilizare simultană și combinată.

Impactul noilor tehnologii în segmentul downstream: gazele naturale

Tendința de integrare a piețelor regionale de gaz natural într-o piață globală, prin ponderea crescândă a comerțului cu GNL, este dublată de noi aplicații pentru utilizarea gazului natural. Tehnologiile GNL la scară mică și politicile de mediu deschid noi piețe pentru gazul natural, până în prezent rezervate produselor petroliere:

- Producția de energie electrică pe bază de gaz natural în zone fără rețea de transport și distribuție prin conducte a gazului, inclusiv în regiuni izolate. Gazul natural poate, astfel, funcționa fie în baza curbei de sarcină, fie complementar unor surse de generare distribuită, neconectate la rețeaua de energie electrică, în sistemele autonome;
- Utilizarea GNL sau a gazului natural comprimat (GNC) în transporturi – combustibil pentru nave maritime și fluviale, locomotive, autocamioane de mare și mic tonaj, autobuze și chiar autoturisme;
- Producția de biogaz din culturi energetice sau reziduuri organice din sectorul agricol și tratarea apelor uzate. Ulterior, biogazul este fie utilizat direct, la nivel local, pentru producția energiei electrice și a energiei termice, fie este adus la calitatea gazului natural (biometan) prin înlăturarea CO₂ și a altor impurități. Biometanul poate fi utilizat în același mod ca gazul natural din rețea, dar cu utilizare de preferință în transport, unde înlocuiește produse petroliere;

¹ COM(2011)144 final, „Roadmap to a Single European Transport Area - Towards a competitive and resource efficient transport system”

² COM(2013) 18, „Energie curată pentru transporturi: o strategie europeană privind combustibilii alternativi”, ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2013/RO/1-2013-17-RO-F1-1.Pdf

- Producția de hidrogen, pentru a utiliza surplusul de energie electrică din SRE ce nu poate fi preluat de rețea. Hidrogenul poate fi ulterior injectat în rețeaua de gaz natural, direct sau în combinație cu CO₂ (pentru formarea unui gaz de sinteză cu caracteristicile gazului natural)³. Asemeni biogazului, gazul pe bază de hidrogen poate fi comercializat ca un gaz din sursă regenerabilă.

Chiar dacă niciuna dintre aceste tehnologii nu este, deocamdată, prezentă în România, fiecare în parte este utilizată în mod incipient la nivel global. Pentru România, date fiind costul relativ ridicat al carburanților raportat la venit, dificultatea de a integra SRE variabile în sistemul electroenergetic național, dezvoltarea neuniformă a rețelei de distribuție a gazului natural (în special în mediul rural), precum și resursele semnificative de materie primă pentru biogaz, fiecare dintre aceste tehnologii are potențial de dezvoltare în deceniile următoare.

Progrese remarcabile au fost înregistrate în ultimul deceniu în special în ceea ce privește scăderea costurilor de instalare, mentenanță și operare, respectiv creșterea eficienței tehnologiilor SRE – cu precădere cele eoliană și fotovoltaică. Acestea devin competitive fără scheme de sprijin în tot mai multe regiuni din lume, fapt ce transformă modul de funcționare a piețelor de energie electrică și rolul jucat de gazul natural în aceste piețe.

Politicile de combatere a schimbărilor climatice

Un factor tot mai însemnat de impact asupra cererii de petrol și, în general, de combustibili fosili, ține de politicile climatice tot mai ambițioase și mai ferme de decarbonare a utilizării energiei. Un efect previzibil este o creștere a ponderii energiei electrice în structura consumului global de energie și o scădere graduală a ponderii combustibililor fosili în mixul de energie electrică.

În ultimii 150 de ani, temperatura atmosferei terestre a crescut, în medie, cu aproximativ 1°C. După cum indică dovezile științifice centralizate în rapoartele detaliate ale Panelului Interguvernamental privind Schimbările Climatice (IPCC)⁴, cauza acestui proces de încălzire globală ține în mod special de acumularea emisiilor de gaze cu efect de seră (GES) rezultate din arderea combustibililor fosili

³ Remarcăm aici cercetările avansate privind energia hidrogenului întreprinse la Institutul Național de Cercetare-Dezvoltare pentru Tehnologii Criogenice și Izotopice – ICSI Râmnicu Vâlcea.

⁴ IPCC, <http://www.ipcc.ch/report/ar5/wg2>

(în principal cărbune, dar și petrol și gaz natural), ca urmare a activității economice în special în ultimii 70 de ani.

Problema emisiilor de GES, oxizi de sulf și de particule provenite din sectorul energetic reprezintă o preocupare de prim ordin a Strategiei Energetice a României, dat fiind obiectivul strategic național de protecție a mediului înconjurător și de limitare a încălzirii globale. Pe plan mondial, angajamentele luate în cadrul conferinței COP21 din decembrie 2015 aduc noi contribuții la realizarea unui sistem energetic sustenabil.

Agenția Internațională pentru Energie (IEA) estimează, în *World Energy Outlook 2015*, în scenariul central (*New Policies Scenario*), o creștere a consumului global de energie primară de la 13 700 mtep (milioane tone echivalent petrol) în anul 2013 și până la 17 900 mtep în anul 2040. IEA apreciază că rata anuală de creștere a consumului global de energie va scădea de la deceniu la deceniu: de la 2,5% în perioada 2000-2010, scăderea este la 1,4% în actualul deceniu, urmând să ajungă la 1% între anii 2020 și 2030 și la sub 1% după anul 2030. Tendința este efectul unei diminuări mondiale a ratei de creștere demografică și de creștere economică, precum și al eficientizării consumului de energie. Pe regiuni, scăderea consumului până în anul 2040 ar urma să fie de 15% în UE, 12% în Japonia și 3% în SUA⁵.

Angajamentele luate în cadrul COP21 dau un impuls dezvoltării tehnologiilor și combustibililor cu emisii reduse de CO₂. Între combustibilii fosili, gazul natural este văzut ca favorit, mulțumită emisiilor relativ reduse de GES și flexibilității instalațiilor de ardere pe bază de gaz natural.

Cărbunele și-a mărit ponderea în mixul global de energie, de la 23% în anul 2000 la 29% în prezent, însă acest val de creștere și-a pierdut din intensitate. Prognozele de creștere susținută a activității industriale în economiile emergente au dus la investiții majore în producția de cărbune, dar în fapt cererea a scăzut în ultimii ani, conducând la capacități neutilizate.

Așa cum sunt formulate în prezent, politicile de decarbonare încetinesc creșterea emisiilor de CO₂, dar nu decuplează complet creșterea economică de creșterea emisiilor de GES și nici nu le pot reduce suficient de mult încât să mențină încălzirea globală sub pragul de 2°C.

⁵ IEA (2015), *World Energy Outlook 2015*, Paris: OECD/IEA, pp. 61-62;

Raportul IEA *Energie și schimbări climatice* (2015)⁶ arată că se pot lua mai multe măsuri pentru reducerea emisiilor de GES în sectorul energetic cu scopul limitării încălzirii globale la maxim 2°C față de nivelul preindustrial:

- Creșterea eficienței energetice pentru toate ramurile de consum;
- Reducerea progresivă a folosirii grupurilor pe bază de cărbune, cu tehnologii ineficiente, și înlocuirea acestora cu capacități pe bază de gaz natural (preferabil cu captură și stocare a CO₂). Acestea funcționează, de obicei, în ciclu combinat gaz-turbină (CCGT) și produc doar jumătate din cantitatea de emisii de CO₂ pe unitatea de energie electrică generată (și emisii mult mai scăzute ale altor poluanți), în comparație cu centralele pe bază de cărbune. De asemenea, centralele CCGT participă prompt și eficient la echilibrarea sistemelor energetice care utilizează masiv energia eoliană și fotovoltaică. Practic, gazul are un rol complementar cheie în implementarea politicilor de decarbonare;
- Creșterea investițiilor în tehnologii SRE de la 270 mld dolari în anul 2014 la 400 mld dolari în anul 2030, pe fondul scăderii costului tehnologiilor;
- Eliminarea treptată a subvențiilor pentru combustibili fosili la utilizatorii finali până în anul 2030, prețurile scăzute din prezent facilitând acest demers;
- Reducerea emisiilor de metan (gaz cu efect de seră mult mai potent decât CO₂) în producția, transportul, înmagazinarea și distribuția hidrocarburilor.

Industria de țiței și gaz natural în România: scurt istoric

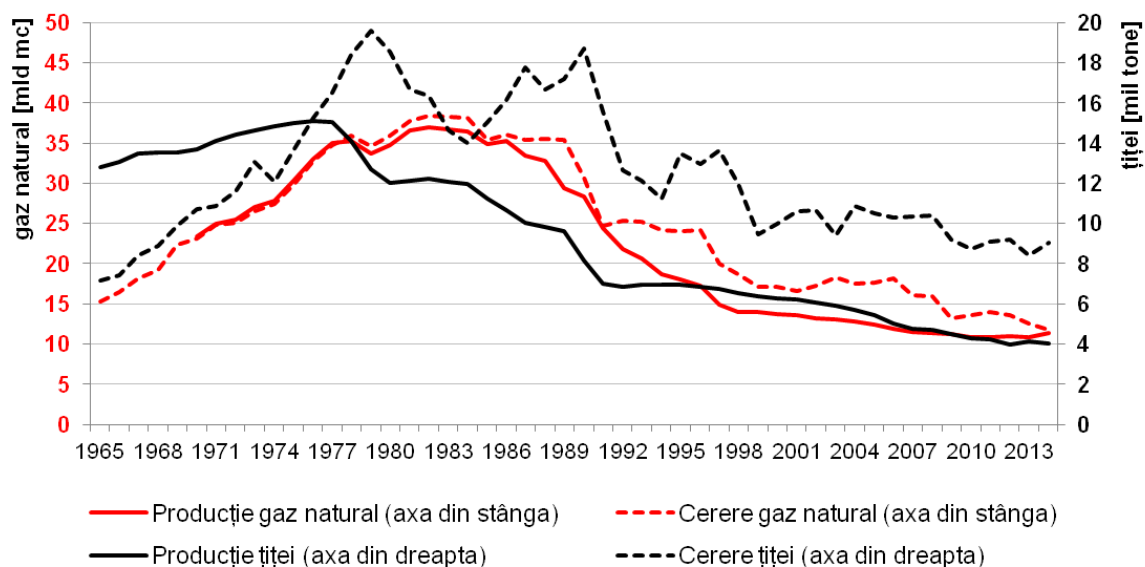
România este o țară cu tradiție îndelungată în sectorul hidrocarburilor, fiind unul dintre primii producători de țiței din lume, la mijlocul secolului al XIX-lea și unul dintre primii producători de gaz natural, la începutul secolului XX. În perioada anilor 1950-1980, producția și consumul de țiței și gaz natural a crescut rapid în tandem cu industrializarea forțată, bazată pe industrie grea a economiei, fără accent pe creșterea eficienței energetice sau pe limitarea poluării.

Conform bazei de date *BP Statistical Review of World Energy 2015*, în 1965 România avea un consum anual de aproximativ 7 milioane de tone (mt) de țiței și 15 miliarde de metri cubi (mld m³) de gaz natural. Maximul consumului anual a fost atins în 1979 pentru țiței (19,6 mt) și în 1982 pentru gazul natural (38,4 mld m³).

⁶ IEA (2015), *Energy and Climate Change*, iunie 2015, Paris: OECD/IEA;

Producția a atins un maxim de 15,1 mt de țiței în 1976 și de 37 mld m³ de gaz natural în 1982. Datele furnizate de ARNM evidențiază unele diferențe: vârful producției petroliere, înregistrate în 1976, a fost de 14,6 mt, în vreme ce vârful producției de gaz natural a fost atins în 1986, cu 36,2 mld m³.

Figura 6 – Istoricul producției și cererii de țiței și gaz natural în România



Sursa: BP Statistical Review of World Energy 2015

Prăbușirea industriei grele în perioada de tranziție din anii 1990 a dus la scăderea accentuată a consumului de țiței și gaz natural. Consumul de gaz natural a scăzut de la 35 la 25 mld m³ între anii 1989 și 1991, iar cel de țiței a scăzut de la 19 la 13 mt între anii 1990 și 1992. Ulterior, recesiunile din anii 1996 și 2009 au cauzat, fiecare, închiderea unor companii cu consum ridicat de produse petroliere și gaz natural.

Între anii 2010 și 2015, consumul anual de gaz natural a continuat tendința de scădere, de la aproximativ 14 la 11 mld m³, în timp ce consumul anual de țiței a oscilat între 8,4 și 9,2 mt. În anul 2015, România a produs aproximativ 3,75 mt de țiței (INS, februarie 2016) și 10,8 mld m³ de gaz natural (ANRE), volume ce s-au păstrat relativ constante în ultimii ani. Astfel, în 2015 România și-a acoperit din producția internă aproape întreg consumul de gaz natural și aproximativ 36% din cel de țiței.

O analiză detaliată a producției și consumului în ultimii ani se regăsește în raportul *Analiza stadiului actual*, publicat pe site-ul Ministerului Energiei în februarie 2016.

Structura producției și tendințe ale consumului de țiței și gaz natural

Sectorul energetic românesc pare a traversa o perioadă fastă: dependența de importuri de gaz natural a scăzut în anul 2015 la doar 2%, în timp ce cu cinci ani în urmă era de 24%; prețurile angro ale energiei electrice și gazului natural sunt printre cele mai mici din UE, potrivit datelor Eurostat din 2015; iar carburanții s-au ieftinit apreciabil la pompă, pe fondul prăbușirii cotațiilor internaționale ale barilului. Structura consumului de energie primară este diversificată și echilibrată, ceea ce face din România o excepție regională și, pe plan european, statul cel mai puțin dependent de importuri de energie *per capita*.

Reducerea importurilor de gaz natural a fost, în primul rând, efectul scăderii cererii interne – al închiderii de capacități industriale și al unor măsuri de eficiență energetică. Rata scăderii consumului s-a menținut, în ultimii ani, peste rata declinului producției de țiței și gaz natural, deși majoritatea zăcămintelor din România sunt mature, cu un grad mare de epuizare, a căror menținere în producție necesită investiții ridicate și cheltuieli apreciabile de operare.

Producția, consumul și comerțul extern cu țiței și produse petroliere

Datele prezentate în această secțiune sunt preluate din balanța energetică detaliată la nivel de sector în România, raportată la 15 aprilie 2016 în formatul standard internațional al IEA către Convenția-Cadru a ONU privind Schimbările Climatice (UNFCCC), ca parte a comunicării anuale cu privire la Inventarul Național⁷.

În anul 2014, producția de țiței și gaze asociate în stare lichidă (propan, butan, nafta) a fost de 4,05 mt. Importul net de țiței a fost de 6,67 mt (în principal din Kazakhstan și Federația Rusă dar și, în mici volume, din Azerbaidjan, Irak, Libia și Turkmenistan). Între anii 1990 și 2015, importul de țiței a înregistrat un minim de 4,29 mt în anul 1999 și un maxim de 16,06 mt în anul 1990.

În total, rafinăriile din România au prelucrat 11,66 mt de țiței și aditivi în 2014, cu următoarea structură a produselor petroliere: 5,17 mt motorină; 3,06 mt benzină;

⁷ UNFCCC, National reports, GHG Inventories (Annex I), National Inventory Submissions 2016, National Inventory Report, Anexa IV, http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/9492.php

0,75 mt cocs de petrol; 0,56 mt GPL; 0,46 mt asfalt; 0,38 mt kerosen; 0,32 mt păcură; 0,28 mt nafta; 0,75 mt gaze de rafinărie și 0,46 mt alte produse de rafinărie.

Importurile României de produse petroliere au fost, în principal, de motorină (aproximativ 1 mt din Rusia, Ungaria și SUA, cu volume mici din alte state vecine) și de asfalt (0,41 mt, în special din Ungaria, Serbia și Polonia). Importul de bioetanol a fost de 0,10 mt, iar cel de biodiesel de 0,07 mt.

România rămâne un important exportator de produse petroliere în regiune, cu un volum mai mult decât dublul importurilor, cu structura și țările de destinație următoare (pentru produsele principale):

- Benzină: 1,73 mt către Ucraina, Liban, Georgia, Tunisia, Turcia, Bulgaria, Republica Moldova, Israel și altele;
- Motorină: 1,64 mt către Turcia, Republica Moldova, Grecia, Bulgaria, Georgia, Ungaria, Ucraina, Slovacia și altele;
- Kerosen pentru aviație: 0,22 mt către Ungaria, Georgia, Germania, UK etc.;
- Păcură: 0,20 mt către Turcia, Bulgaria, Liban, Malta, Federația Rusă și altele;
- GPL: 0,20 mt către Bulgaria, Egipt, Turcia și Serbia;
- Nafta: 0,11 mt către Turcia, Ungaria și Republica Cehă;
- Alte produse de rafinărie: 0,51 mt, în special către statele enumerate mai sus.

Consumul total de produse petroliere în România în anul 2014 a fost de 8,64 mt, din care 0,83 mt consum neenergetic (50% din această categorie este asfalt) și 7,81 mt consum cu destinație energetică. Acesta din urmă se împarte în următoarele categorii principale:

- 3,48 mt motorină (inclusiv biodiesel) pentru transportul rutier;
- 1,37 mt benzină (inclusiv bioetanol) pentru transportul rutier;
- 0,20 mt kerosen pentru aviație – 10% trafic intern și 90% trafic internațional;
- 0,14 mt motorină, din care 0,10 mt în sectorul feroviar (locomotive pe căi ferate neelectrificate) și 0,04 mt pentru navigație fluvială și maritimă internă;
- 0,91 mt motorină, GPL, gaze de rafinărie, cocs petrolier și altele, în industrie (în special subsectoarele chimic, minerale) și construcții;
- 0,49 mt nafta, păcură, diesel și alte produse de rafinărie în sectorul chimic;
- 0,31 mt GPL (și mici cantități de benzină, motorină și păcură) în sectoarele rezidențial, comercial, al serviciilor și instituțiilor publice; inclusiv 51 000 tone GPL pentru transport rutier;

- 0,25 mt păcură, gaze de rafinare și alte produse de rafinare pentru producerea energiei electrice și a căldurii;
- 0,25 mt motorină, benzină și GPL în sectorul agricultură și forestier;
- 0,29 mt alt consum în sectorul energetic.

Producția, consumul și comerțul internațional cu gaz natural

Pentru gazul natural, balanța energetică arată o producție totală în anul 2014 de 11,06 mld m³ (echivalentul a 407,8 PJ sau 113,3 TWh), din care 11% gaz asociat producției de țiței și 89% gaz natural extras din zăcăminte de metan. Importul de gaz natural a fost de 0,58 mld m³ (21,6 PJ sau 6 TWh), din care 89% din Federația Rusă și 11% din Ungaria. Consumul de gaz natural a fost estimat la 11,97 mld m³ (441,4 PJ sau 122,6 TWh), diferența fiind dată de variații ale volumului înmagazinat.

Un segment important al utilizării gazului natural în România este producerea de energie electrică și energie termică în centrale cu capacitate instalată mare. 41,40 TWh au fost utilizați în producția de energie electrică și căldură, respectiv în producția, transportul și distribuția combustibililor fosili, astfel:

- 19 TWh pentru cogenerarea de energie electrică și căldură, dintre care 1,2 TWh de către producători industriali pentru consumul propriu, iar restul de către companii de utilități publice;
- 7,45 TWh pentru producția exclusivă a energiei electrice, dintre care 7 TWh de către producători industriali pentru consumul propriu;
- 4,95 TWh pentru producerea exclusivă a energiei termice, dintre care 1 TWh de către producători industriali pentru consumul propriu;
- 6,95 TWh în procesele de extracție ale țițeiului și gazului natural (4,70 TWh) și în rafinarea produselor petroliere (2,25 TWh);
- 3,05 TWh consumați în procesul de transformare a gazului natural în energie electrică și energie termică, respectiv pentru transportul și distribuția gazului natural.

Consumul final de gaz natural a fost de 81,24 TWh, din care 10,64 TWh consum ca materie primă pentru producerea îngrășămintelor chimice. Restul de 70,6 TWh au fost utilizați în scop energetic, după cum urmează:

- 31,7 TWh în sectorul industrial, cu ramurile sale – inclusiv industria ușoară;

- 10,8 TWh pentru încălzire în sectorul comercial și al instituțiilor publice (școli, spitale, administrație etc.), inclusiv 0,8 TWh în sectorul agricol;
- 28,1 TWh în gospodăria – pentru încălzirea spațiului rezidențial și a apei, respectiv pentru gătit.

Tendințe de consum al produselor petroliere și gazului natural

Consumul de produse petroliere a fost relativ stabil în România în ultimii ani. Sectorul transporturilor este principalul consumator de produse petroliere, în special motorină și benzină, precum și mici volume de kerosen și GPL. Evoluția cererii de produse petroliere în transport depinde în special de factorii enumerați în secțiunea „Impactul noilor tehnologii în sectorul *downstream* – țiteiul și produsele petroliere”.

În România, creșterea nivelului de trai al populației și continuarea construirii de autostrăzi și drumuri expres sunt de așteptat să ducă la creșterea volumului traficului rutier, atât de pasageri, cât și de marfă – un număr mai mare de autovehicule și, probabil, un rulaj mediu *per* autovehicul mai ridicat. În prezent, parcul de autovehicule circulant este dominat de mașini cu o vechime mai mare de 10 ani, cu consum ridicat de carburant. Pe termen mediu și lung, un efect probabil al creșterii nivelului de trai va fi scăderea vârstei medii a parcului auto, cu creșterea ponderii autovehiculelor noi, cu consum redus. De asemenea, va crește ponderea biocarburanților în consumul total de carburanți. „Scandalul Diesel”, declanșat în toamna anului 2015, ar putea duce la o diminuare relativă a pieței de motorină. Nu e exclus ca în anii următori să aibă loc o anumită reșezare a procentului motorinei în totalul produselor petroliere, mai ales față de benzină.

Pentru a reduce dependența ridicată de produse petroliere în sectorul transporturilor, UE recomandă dezvoltarea rețelelor de distribuție și alimentare a combustibililor alternativi: biocombustibili, GPL, gaz natural, energie electrică etc. Potrivit reglementărilor Directivei 2014/94/UE, fiecare stat membru trebuie să adopte un cadru național atât pentru dezvoltarea pieței de combustibili alternativi în transporturi, cât și pentru dezvoltarea unei infrastructuri minime, cum ar fi punctele de încărcare pentru vehiculele electrice (stații de încărcare) și punctele de alimentare cu gaz natural (GNC și GNL), cel puțin în nodurile principale ale rețelei rutiere. România nu a implementat deocamdată această directivă.

O parte relativ redusă a parcului auto din România anului 2030 este de așteptat să ruleze cu propulsie electrică sau cu alte tipuri de combustibil, precum gazul natural sau biogazul.

În sectoarele industrial și energetic, o parte a consumului actual de produse petroliere va fi înlocuită de alternative precum gazul natural sau energia electrică. Costul relativ al tehnologiilor, combustibililor, mentenanței și poluării vor determina în ce măsură actorii industriali și producătorii de energie electrică și energie termică vor substitui produsele petroliere. De asemenea, vor avea loc modificări de structură în sectorul industrial, cu deschideri și închideri de unități industriale, deși modificările vor fi, probabil, mai puțin disruptive decât în ultimele două decenii.

În ceea ce privește gazul natural, consumul intern pare să se fi stabilizat în ultimii ani. Pentru anul 2020, Comisia Națională de Prognoză (CNP) estimează un consum de aproximativ 12 mld m³, nivel comparabil cu cel din anul 2015⁸.

Un segment important de consum este încălzirea gospodăriilor, a instituțiilor publice și în sectorul serviciilor. Pentru acest segment, cererea de gaz natural ar putea crește ca urmare a creșterii economice și a nivelului de confort termic, însă investițiile în eficiența energetică a clădirilor ar putea anula această tendință și chiar duce la o scădere a cererii față de nivelul actual. Pe de altă parte, numeroase gospodării din România, în special în mediul rural, folosesc masă lemnoasă sau chiar lignit pentru încălzire; în viitor, o parte a lor va putea folosi gazul natural.

Consumul de gaz natural ca materie primă este improbabil să se reducă în continuare. Dimpotrivă, cererea de îngrășăminte chimice este de așteptat să crească.

În cele din urmă, consumul de gaz natural pentru producerea de energie electrică și energie termică (cu sau fără cogenerare) are un potențial important de creștere. În secțiunea *Energie electrică* a acestui raport, gazul natural este identificat ca potențial înlocuitor al cărbunelui în mixul de energie electrică, pe termen mediu și lung. Apoi, cererea de căldură produsă prin sistemele centralizate ar putea să scadă în continuare, caz în care consumul de gaz natural al companiilor municipale de furnizare a agentului termic ar fi, cel mai probabil, înlocuit de

⁸ Conform datelor ANRE, consumul total de gaz natural în 2015 a fost de 121.726.748,662 MWh, adică aproximativ 11,4 mld mc (<http://www.anre.ro/ro/gaze-naturale/rapoarte/rapoarte-piata-gaze-naturale/rapoarte-anuale-de-monitorizare>).

consumul rezidențial, prin dezvoltarea în continuare a centralelor pentru producerea apei calde cu puteri mici (de apartament).

Modelarea cantitativă va oferi scenarii de evoluție cu privire la structura și volumul consumului de produse petroliere și gaz natural.

Gestionarea resurselor de țiței și gaz natural din România

România dispune de resurse minerale de subsol variate, în cantități mari în comparație cu multe dintre statele UE, dar modeste raportat la resursele marilor state producătoare la nivel mondial. În ceea ce privește resursele energetice, nivelul producției a fost și este în continuare suficient pentru a acoperi o mare parte a consumului intern, astfel încât România are un grad scăzut de dependență de importurile de resurse energetice comparativ cu majoritatea statelor europene.

Resursele și rezervele de țiței și gaz natural

Conform datelor ANRM, resursele geologice de țiței ale României sunt estimate la 2000 milioane tone (84 000 PJ sau 23 300 TWh), iar rezervele (atât cele dovedite, cât și cele probabile și posibile) se situează la aproximativ 60 mt (2520 PJ sau 700 TWh). Producția de țiței din România în ultimii 50 de ani a fost de aproximativ 470 mt (19700 PJ sau 5470 TWh), astfel încât gradul de epuizare a zăcămintelor se apropie de 90%.

Resursele geologice *onshore* de gaz natural sunt mai scăzute decât cele de țiței, fiind estimate la 700 mld m³ (25 800 PJ sau 7165 TWh), dar rezervele (dovedite, probabile și posibile) sunt mai ridicate, fiind estimate la 150 mld m³ (5530 PJ sau 1535 TWh). Producția de gaz natural din ultimii 50 de ani a fost de aproximativ 1100 mld m³ (40500 PJ sau 11250 TWh), indicând un grad de epuizare a zăcămintelor de aproximativ 90%.

Presupunând o producție medie anuală la nivelul actual (situație standard pentru care se calculează raportul rezervelor la producție, *R/P ratio*) de aproximativ 3,8 mt țiței, respectiv de 11 mld m³ gaz natural, rezervele ar fi suficiente pentru o perioadă de aproximativ 15-20 de ani. Însă, în lipsa unor noi descoperiri sau a dezvoltării de noi zăcăminte, respectiv a investițiilor în mărirea gradului de recuperare din zăcămintele în exploatare, producția medie anuală va continua, de

fapt, să scadă. Tendința ar putea fi accentuată de prețul scăzut al țițeiului pe piața mondială, care reduce fezabilitatea economică a investițiilor în zăcămintele mature din România. Într-un astfel de scenariu, rezervele probabile și posibile ar putea să nu fie extrase niciodată, grăbind sfârșitul industriei hidrocarburilor din România.

România va continua să consume cantități însemnate de gaz natural și produse petroliere în următoarele decenii. Prin urmare, dacă situația descrisă mai sus s-ar materializa, gradul de dependență de importuri pentru acoperirea consumului intern de țiței și gaz natural ar crește vertiginos, cu impact negativ asupra securității energetice și a balanței comerciale. Dar situația este improbabilă, deoarece companiile cu activități de explorare și producție a resurselor de țiței și gaze sunt interesate să investească atât în prelungirea duratei de viață a zăcămintelor existente, cât și în dezvoltarea de noi zăcăminte. Măsura în care acest lucru va fi realizat depinde atât de factori internaționali, precum prețul țițeiului și al gazului natural, precum și de factori interni, precum cadrul fiscal și de reglementare.

Aspecte ale activității de explorare

O mare parte a teritoriului României a fost explorată geologic – deși nu la un nivel suficient de detaliat – utilizând predominant tehnologiile anilor 1960-70. Există, în continuare, un potențial însemnat de a descoperi noi zăcăminte de țiței și gaz natural. Se cunosc însă insuficiente aspecte legate de prospectivitatea perimetrelor *offshore* (în special în apele adânci ale Mării Negre) și a zonelor *onshore* de adâncimi de peste 3000 m. Explorarea seismică cu tehnologii 3D ar putea conduce la noi descoperiri în perimetre și la adâncimi considerate bine cunoscute (doar circa 10% din bazinele sedimentare au fost cercetate cu tehnologii seismice 3D). De asemenea, rezervelor din zăcăminte convenționale, exploatate în mod tradițional în România, li s-ar putea adăuga rezerve din zăcăminte neconvenționale, precum petrolul și gazul „de șist” sau gazul metan din depozitele de cărbune, în condiții de strictă reglementare a impactului lor asupra mediului înconjurător.

Buna cunoaștere a structurilor geologice și a rezultatelor anterioare ale activității de explorare poate constitui un solid punct de plecare pentru proiectele petroliere și un atu al României în atragerea de investiții. Pe de altă parte, rapoartele geologice realizate în ultimele decenii, aflate în posesia ANRM, sunt încadrate prin legislație în categoria „secret de serviciu”. Acest fapt restricționează în mod

excesiv accesul la informații importante pentru investitori. România se află printre puținele state europene în această situație, ceea ce constituie un dezavantaj competitiv. Este recomandată modificarea legislației în sensul facilitării accesului la informațiile menționate, potrivit bunelor practici internaționale.

Interesul statului pentru atingerea și menținerea unui ritm susținut în activitatea de explorare trebuie comunicat fără echivoc, prin organizarea de către ANRM a noi runde de licitații pentru perimetrele disponibile.

Pe termen scurt și mediu, rezervele de țiței și de gaz natural pot fi majorate prin introducerea de noi tehnologii, în vederea creșterii gradului de recuperare în zăcămintele existente, iar pe termen mediu și lung, prin dezvoltarea proiectelor de explorare a zonelor de adâncime mai mare de 3000 m, a celor *onshore* cu geologie complicată și a zăcămintelor *offshore* din Marea Neagră. Deocamdată însă, în condițiile menținerii prețului petrolului la un nivel scăzut, interesul investitorilor pentru realizarea investițiilor necesare este diminuat.

Dacă se va decide dezvoltarea și exploatarea resurselor de gaz natural din Marea Neagră, va fi inaugurată o nouă etapă în istoria industriei hidrocarburilor din România. Pentru acest obiectiv, este imperioasă susținerea investițiilor în explorare geologică și o bună consultare și coordonare a autorităților statului român cu toți operatorii implicați.

Tendențe ale producției țițeiului și gazului natural în România

În anul 2015, producția internă de energie a României a fost de 22,04 milioane tone echivalent petrol (mtep), adică 923 PJ sau 256 TWh. Producția de țiței și gaz natural se realizează în 432 de zăcăminte, cu aproximativ 10 000 de sonde de țiței și 4000 de sonde de gaz natural. Numărul zăcămintelor de petrol și gaz natural apreciate ca fiind ajunse la maturitate sau epuizate este în creștere. În ultimii cinci ani, au fost închise 32 de zăcăminte mature de țiței, considerate neviabile economic în exploatare. Este de așteptat ca numărul lor să crească, astfel încât va continua scăderea producției atât pe termen scurt, cât și pe termen mediu. ANRM estimează o rată anuală de scădere a producției de gaz natural de 1,5-2% și un grad de înlocuire al rezervelor raportat la volumul extras de numai 15-25%. O schimbare de tendință ar putea fi marcată prin începerea producției din Marea Neagră, în jurul anul 2020.

Țițeiul și gazul natural din producția internă nu sunt ieftine, nefiind în măsură să facă ușor față concurenței de pe piața internațională. Exploatarea unor zăcăminte din Marea Neagră va avea un cost relativ ridicat, cu posibile probleme de competitivitate. În cele din urmă, un rol covârșitor în luarea deciziilor de investiții îl vor avea politicile fiscale, care trebuie ghidate de o corectă înțelegere atât a specificului geologic național, cât și a celor mai de succes mecanisme de fiscalitate petrolieră la nivel internațional.

Exploatarea resurselor interne de țiței și gaze naturale la potențialul lor tehnic și economic, cu respectarea standardelor de protecție a mediului și a sistemului climatic, reprezintă o opțiune strategică de bază în cadrul Strategiei Energetice, din punct de vedere al următoarelor beneficii anticipate:

- **securitate energetică:** dependență redusă de importul de gaz natural;
- **beneficii economice:** redevențe, taxe și impozite către bugetul de stat, contribuție la creșterea economică, stabilitatea balanței comerciale și un deficit redus al acesteia;
- **beneficii sociale:** păstrarea și crearea de locuri de muncă directe (multe dintre ele bine plătite) și indirecte, inclusiv în zone mono-industriale;
- **atingerea țintelor de decarbonare,** prin înlocuirea treptată a cărbunelui cu gaz natural în mixul de energie electrică.

În cadrul sesiunii de lucru a fost discutată și opțiunea conservării rezervelor de țiței și gaz natural. Conservarea ar putea avea loc prin reducerea nivelului producției pe termen scurt, pe fondul prețului redus al țițeiului și al gazului natural pe piața internațională, urmând ca producția să fie reluată la capacitate maximă atunci când prețurile revin la un nivel suficient de ridicat.

În bună măsură, companiile producătoare adoptă această strategie atunci când costul marginal de producție se situează deasupra nivelului prețului de comercializare, pentru a-și reduce pierderile. Efectul agregat este reducerea ofertei și revenirea prețului până la un nou nivel de *break-even*⁹.

Opțiunea radicală ar fi conservarea prin încetarea investițiilor în prelungirea duratei de viață a zăcămintelor aflate în exploatare, respectiv prin renunțarea la dezvoltarea de noi zăcăminte. O astfel de opțiune nu corespunde priorităților strategice ale României. Totuși, există riscul realizării acestui scenariu de

⁹ Luând în calcul costurile de oprire și reluare a producției, respectiv de conservare a sondelor de presiune scăzută, noul nivel de *break-even* ar putea fi mai ridicat decât înainte de oprirea producției.

conservare în mod neintenționat, printr-un cadru descurajant de reglementare și de fiscalitate, periclitând activitatea companiilor din sectorul hidrocarburilor prin lipsă de stabilitate și predictibilitate a reglementărilor, suprataxare, birocrație excesivă și lipsă de transparență. Acești factori de risc pot afecta relația dintre autoritățile publice și companiile din sector, fiind necesar un dialog deschis și constructiv pentru adoptarea unor soluții echitabile și reciproc avantajoase.

Indiferent de situație, cererea de produse petroliere și gaz natural în România va rămâne semnificativă în următoarele decenii, iar înlocuirea producției interne cu resurse energetice de import nu schimbă ecuația dezvoltării durabile la nivel regional și global. Dimpotrivă, reducerea producției interne ar întări și prelungi dependența de cărbune inferior. Cu alte cuvinte, conservarea resurselor de țiței și gaz natural va trebui să vină prin descurajarea poluării și prin moderarea graduală a cererii, nu prin reglementarea limitării ofertei.

Politici fiscale cu impact asupra cererii și a ofertei

Principii și obiective de definire a cadrului fiscal

Resursele de țiței și gaz natural au caracter strategic și sunt proprietatea cetățenilor, reprezentați prin statul român. În stabilirea cadrului fiscal pentru industria țițeiului și a gazelor naturale, autoritățile trebuie să găsească formula ce asigură concomitent atingerea obiectivelor strategice și maximizarea beneficiilor socio-economice. Trebuie luate în calcul redevențele, taxele și impozitele plătite de către companiile din sector la bugetul de stat și bugetele locale, subvențiile de orice fel oferite acestor companii, numărul de locuri de muncă și impactul economic și social al acestora, precum și impactul asupra mediului înconjurător și a biodiversității, cu internalizarea costurilor aferente.

Proiectele în sectorul hidrocarburilor au durate lungi de la prospectare la dezvoltare și implementare, și perioade de operare de ordinul deceniilor. Din acest motiv, principiul maximizării beneficiilor socio-economice se aplică din perspectiva unui termen lung, ceea ce presupune un cadru fiscal stabil, predictibil, echitabil și avantajos atât pentru stat, cât și pentru investitor.

Optimizarea cadrului fiscal presupune stabilirea nivelurilor și tipurilor de taxare, respectiv a clauzelor de operare pentru companiile din sector. Scopul este de a maximiza beneficiile pentru cetățenii români din perspectivă socio-economică

integrată, nu neapărat veniturile de termen scurt la bugetul de stat. Concomitent, se urmăresc obiective de securitate energetică și alte aspecte strategice.

Dacă România urmărește să-și asigure o proporție cât mai mare a consumului intern de petrol și gaz natural din producție internă, cadrul fiscal trebuie să încurajeze companiile din sector să investească suficient pentru a menține producția la nivelul corespunzător. Mai mult, dacă opțiunea strategică este de a maximiza producția internă de țiței și gaz natural, independent de nivelul consumului intern, atunci politicile fiscale trebuie să fie atractive pe plan internațional, pentru a atrage investiții și a stimula un nivel ridicat de activitate.

Nivelul și volatilitatea prețurilor de referință ale țițeiului și ale gazului natural, raportate la costul producției pentru diferite categorii de zăcăminte, reprezintă un factor important în calculele ce definesc tipurile și nivelurile de taxare, respectiv gradul de flexibilitate a acestora.

Cadrul fiscal al segmentului upstream: abordarea statului român

În ultimii doi ani, Guvernul României a inițiat și amânat în mod repetat actualizarea cadrului fiscal pentru sectorul petrolului și al gazului natural, intervenind în schimb cu introducerea intempestivă de taxe și impozite (cum ar fi „taxa pe stâlp”), pentru creșterea veniturilor bugetare pe termen scurt.

Noul cadru fiscal, așteptat să intre în vigoare la data de 1 ianuarie 2017, se află încă în stadiul de *draft* de proiect legislativ. Forma sa finală este de importanță majoră pentru activitatea companiilor din sector. Cadrul fiscal trebuie să aducă realism, claritate, stabilitate și predictibilitate asupra tipurilor de taxe, impozite și redevențe, precum și a nivelurilor acestora. Este necesară consultarea tuturor factorilor implicați înainte de luarea deciziilor cu impact semnificativ.

Ministerul Finanțelor Publice analizează oportunitatea introducerii unei taxe suplimentare pe profit pentru companiile cu activitate de producție a hidrocarburilor în România, compensată în anumită măsură prin deductibilitatea investițiilor, fără a modifica nivelul redevențelor.

În vreme ce Guvernul are interesul legitim de a maximiza pe termen lung „partea statului”, trebuie prevenit riscul pentru cadrul fiscal de a deveni atât de împovărător încât unii operatori să renunțe la activitatea din România. Mai mult, cadrul fiscal petrolier trebuie să stimuleze investițiile în creșterea producției din

zăcăminte marginale, care pot constitui o oportunitate pentru firmele mici. Pentru astfel de zăcăminte este oportun un tratament fiscal diferențiat.

O altă propunere formulată în cadrul sesiunii de lucru este introducerea **titlului** asupra unei cantități de gaz natural, care să poată fi acceptat și utilizat de sistemul bancar ca titlu de valoare. Această practică ar spori capacitatea de îndatorare și de realizare a investițiilor pentru producătorii de gaz natural din România.

În contextul obligațiilor de asigurare a infrastructurii aferente combustibililor alternativi, participanții la sesiunea de lucru au sugerat ca acest segment să fie lăsat să se dezvolte în funcție de cerere, fără constrângeri de ordin reglementativ suplimentare celor necesare conformării directivelor europene.

Accizarea carburanților

Prețul cu amănuntul al carburanților include accizele și taxele reglementate. Conform datelor prezentate de Comisia Europeană¹⁰, nivelul minim al **accizei pentru carburanți** folosiți în transporturi, stabilit la nivel european (la un curs de schimb valutar de 1€ = 4,5 lei), este de:

- 0,359 €/litru (1,61 lei/litru) pentru benzină fără plumb;
- 0,330 €/litru (1,48 lei/litru) pentru motorină; pentru uzul la scară comercială și în industrie, rata minimă a accizei este de 0,021 €/litru (0,09 lei/litru);
- 0,064 €/litru (0,28 lei/litru) pentru GPL; pentru uzul la scară comercială și în industrie, rata minimă a accizei este de 0,021 €/litru (0,09 lei/litru).

Deși puterea de cumpărare în România este sub media europeană, statul român aplică accize mai mari decât minimul impus. Astfel, pentru carburanții comercializați la pompă acciza la motorină este de 1,93 lei/litru, la benzina fără plumb de 2,08 lei/litru, iar la GPL de 0,31 lei/litru. Pentru motorina folosită în industrie, respectiv de către operatorii de transport de persoane și de marfă, diferența între nivelul accizei minime și cea practică în România este de 1,84 lei/litru. Situația este similară pentru carburanții cu alte destinații, precum încălzirea și gătitul.

Motivul pentru un nivel mai ridicat al accizării carburanților decât cel minim impus la nivel european, practicat mai mult sau mai puțin de fiecare stat membru

¹⁰ Comisia Europeană, *Taxation and Customs Union, Excise duties on alcohol, tobacco and energy*, http://ec.europa.eu/taxation_customs/taxation/excise_duties/energy_products/rates/index_en.htm

UE, este de a asigura veniturile bugetare pentru întreținerea rețelei de drumuri. Pe de altă parte, datorită emisiilor reduse de GES, biocarburanții nu sunt accizați în România. Unele state includ în politica de taxare a carburanților și impactul socio-economic negativ al ambuteiajelor, al accidentelor rutiere etc.

Colectarea accizei la carburanți este mult mai ușoară decât a altor taxe și impozite. Dat fiind gradul relativ redus de colectare fiscală în România față de nivelul european, este de înțeles strategia statului de a maximiza veniturile din taxarea carburanților, deși acest lucru se reflectă în accesul la mobilitate și, în general, în nivelul de trai al cetățenilor.

În cadrul programului OPERA-CLIMA, finanțat de către Banca Mondială, una dintre modalitățile identificate de a reduce emisiile de GES din transporturi, în vederea atingerii țintelor pentru anul 2030, este de a ridica și mai mult accizarea carburanților. Deși în unele state europene se aplică un nivel mai ridicat al accizelor decât în România, acele țări au o putere de cumpărare net superioară. Astfel, gradul de suportabilitate al prețului carburanților în România poate fi considerat ca fiind atins, chiar dacă scăderea prețului țițeiului a redus și prețul la pompă în ultimii doi ani. De aceea, eventualele creșteri suplimentare ale accizelor până în anul 2030 (în afara ajustării cu inflația) trebuie să fie bazate pe studii bine fundamentate și doar în corelație cu creșterea puterii de cumpărare.

Accizarea gazului natural

Conform datelor Comisiei Europene, în baza Anexei I a Legii 227/2015 privind Codul Fiscal, în România acciza la gazul natural utilizat drept combustibil pentru încălzire este puțin peste nivelul minim stabilit în cadrul UE atât pentru consumatorii comerciali, cât și pentru cei necomerciali, cu mențiunea că gospodăriile și consumatorii de gaz natural utilizat pentru producerea agentului termic în sistem centralizat sunt scutiți de la plata accizei.

Astfel, acciza la gazul natural utilizat pentru încălzire de către consumatorii comerciali este de 0,18 €/GJ (0,648 €/MWh; 2,916 lei/MWh), cu 20% mai mare decât nivelulul minim stabilit la nivel european de 0,15 €/GJ (0,54 €/MWh; 2,43 lei/MWh). Pentru consumatorii necomerciali, acciza este de 0,337 €/GJ (1,216 €/MWh; 5,472 lei/MWh), cu aproximativ 12% mai mare decât nivelul minim european de 0,30 €/GJ (1,08 €/MWh; 4,86 lei/MWh).

Singurul segment de consum pentru care acciza la gaze este semnificativ mai mare decât nivelul minim este cel industrial și comercial pentru alte destinații decât încălzirea: 2,79 €/GJ (10,04 €/MWh; 45,2 lei/MWh) față de nivelul minim de 0,30 €/GJ (1,08 €/MWh; 4,86 lei/MWh). Diferența este de 40,34 lei/MWh. Astfel, România este una dintre puținele țări europene în care taxarea gazelor este mai mare pentru consumatorii industriali decât pentru cei casnici, din rațiuni de protecție socială.

Transportul țițeiului, prelucrarea și distribuția produselor petroliere

O radiografie detaliată a sectorului de transport, stocare, prelucrare și distribuție a țițeiului și a produselor petroliere este prezentată în *Analiza stadiului actual*, document publicat pe site-ul Ministerului Energiei în luna februarie 2016, și în prezentul raport, în secțiunea „Producția, consumul și comerțul internațional cu țiței și produse petroliere”. Secțiunea de față prezintă doar elemente noi, cu relevanță pentru elaborarea Strategiei Energetice, discutate în sesiunea de lucru.

Sistemul Național de Transport al Țițeiului

Sistemului Național de Transport al Țițeiului (SNTT) este operat de compania CONPET S.A. SNTT include o rețea de peste 3800 km de conducte, aflată într-o stare tehnică bună, fiind în măsură să transporte dublul cantităților de țiței transportate în prezent. Din perspectiva CONPET, nu se justifică o extindere a rețelei de transport pe teritoriul României, deoarece gradul de utilizare a subsistemelor naționale de transport este de maxim 60% pentru țițeiul intern și de 10% pentru cel din import. Sunt zone unde se impune chiar o ajustare a activelor, cum este cazul conductei care face legătura cu RAFO Onești, neutilizată.

Din punct de vedere strategic, pentru România este important să se realizeze interconectarea cu flux bidirecțional a SNTT cu sistemele țărilor vecine, pentru a putea juca un rol important în tranzitul de țiței provenit din regiunea Mării Caspice sau Orientul Mijlociu către centrul și vestul Europei, dar și în a asigura capacitate suplimentară de import de la vest la est, din rațiuni de securitate energetică.

Prelucrarea țițeiului și transportul produselor petroliere

În urma închiderii a numeroase rafinării, România are în prezent o capacitate de rafinare operațională de aproximativ 12 mt anual, în patru rafinării funcționale, din care trei au un grad ridicat de utilizare. Întrucât cererea de produse petroliere este sub 9 mt anual, surplusul de produse de rafinărie din România (în special benzină și motorină, dar și kerosen, GPL etc.) este exportat în statele din regiune.

Există riscul, pe termen mediu și lung, ca rafinăriile din România să devină necompetitive în comparație cu cele din regiunile competitive – Rusia, Orientul Mijlociu și America de Nord – astfel încât importul de țiței să fie parțial înlocuit de cel de produse petroliere pentru cererea internă, iar capacitatea de rafinare sau gradul ei de utilizare să fie diminuate, inclusiv prin pierderea parțială de volum pe piețele externe. Or, securitatea energetică privește nu doar asigurarea necesarului de resurse energetice primare, ci și a necesarului de produse petroliere, indispensabile în sectorul transporturilor.

Acest risc este de ordin sistemic, la nivel european. Întreaga industrie a rafinării din UE este afectată de un deficit de competitivitate pe plan global, în ciuda investițiilor susținute în eficiență. Potrivit unui studiu din anul 2015 al Joint Research Center (JRC, serviciul de cercetare științifică al Comisiei Europene), în perioada 2000-2012, impactul acestui deficit de competitivitate a fost de 2,1 \$/baril față de media de profitabilitate a competitorilor. Această diferență însumează influența a trei factori determinanți:

- Costul relativ ridicat al energiei în UE, față de regiunile competitive – Orientul Mijlociu, Federația Rusă, SUA. Potrivit JRC (2015), costul energiei *per* unitate de produs rafinat a crescut în UE de 3,5 ori între anii 2000 și 2012;
- „Motorinizarea” sectorului european al transporturilor, adică creșterea relativă a ponderii motorinei față de benzină (cu un raport de peste 2,5 în anul 2014), pe fondul unui tratament fiscal favorabil motorinei. Pe termen mediu, în urma „Scandalului Diesel”, este însă de anticipat o modificare a politicilor fiscale europene, cu efectul unei descurajări relative a utilizării motorinei. Mai multe state vest-europene au anunțat de curând intenția introducerii unor măsuri de restricționare a accesului autovehiculelor diesel în centrul orașelor¹¹;

¹¹ La sfârșitul lunii mai 2016 se înregistra un excedent de motorină pe piețele internaționale, pe fondul scăderii cererii concomitent cu acumularea de supracapacitate de rafinare în China –

- Impactul concurențial al reglementărilor europene climatice și de mediu, numeroase reglementări stringente privind industria rafinării. JRC (2015) a evaluat impactul reglementărilor asupra competitivității la 0,5 \$/baril de țiței rafinat, un sfert din pierderea totală de marjă de profit menționată mai sus.

Participanții la sesiunea de lucru estimează menținerea unei supracapacități de rafinare în România pe termen mediu, apreciind că este necesară dezvoltarea capacității de export a produselor petroliere prin intermediul SC Oil Terminal S.A. Pentru ca Oil Terminal să poată deveni competitivă la nivel regional pentru tranzitul și stocarea produselor petroliere sunt necesare investiții, în special în dezvoltarea capacității de stocare. De altfel, capacitățile tehnologice și de depozitare din Platforma Nord a terminalului trebuie mutate, în etape, din considerente de siguranță și protecție a mediului, fiind prea aproape de zona locuită a municipiului Constanța. O astfel de investiție se poate califica pentru finanțare din fonduri europene.

Buna funcționare a Oil Terminal necesită și reglementări stabile privind regimul antrepozitelor fiscale. În condițiile în care o mare parte a capacității Oil Terminal era, în luna martie 2016, ocupată pentru stocare de către clienții în căutare de piață, un recent ordin al ANAF a redus termenul de 45 de zile în care marfa putea fi depozitată în zona liberă portuară, fără plata de taxe.

România nu mai dispune în prezent de un sistem național pentru transportul produselor petroliere. După 1990, conductele Petrotrans Ploiești au fost afectate de furturi de amploare, pierderile fiind semnificative. Sistemul a fost scos din uz, iar costurile de reabilitare au devenit prea mari, deși transportul prin conducte ar fi fost cel mai avantajos din punct de vedere al costurilor. Produsele petroliere sunt, în prezent, transportate pe calea ferată, iar distribuția către stațiile de alimentare se realizează cu autocisterne.

Aspecte legate de stocurile strategice de carburanți

Companiile petroliere care comercializează volume semnificative de petrol și produse petroliere sunt obligate să constituie stocuri strategice de carburanți prin Legea nr. 360/2013 privind constituirea și menținerea unui nivel minim de rezerve de țiței și produse petroliere. În prezent, aceste aspecte sunt gestionate de către

potrivit unui raport al Agenției pentru Informații în domeniul Energiei a SUA (EIA, 31 mai 2016, www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=26452).

Administrația Națională a Rezervelor de Stat și Probleme Speciale (ANRSPS). Din decembrie 2015, în cadrul Ministerului Energiei funcționează Autoritatea Competentă Stocuri Țiței și Produse Petroliere. Se justifică elaborarea unui studiu de oportunitate pentru înființarea unei Autorități Centrale de Stocare.

Ministerul Energiei a inițiat amendarea actului normativ privind constituirea și menținerea unui nivel minim de rezerve de țiței și/sau produse petroliere în scopul asigurării siguranței în aprovizionare, în cazul unei penurii de amploare. Au fost supuse dezbaterii publice atât definițiile de la baza formulării amendamentelor, cât și principiile care ghidează noua formă a textului de lege. La data scrierii prezentului raport, proiectul se află în circuitul de avizare. Între cerințele impuse titularilor obligației de stocare se numără:

- constituirea și menținerea stocurilor minime pentru care au obligația de stocare, în termenele și condițiile prevăzute de lege;
- reconstituirea stocurilor minime pentru care au obligația de stocare, în termen de 30 de zile de la data diminuării sau lichidării, în cazul în care, indiferent de motiv, acestea se diminuează sau se lichidează;
- asigurarea neîntreruptă a disponibilității și accesibilității fizice a stocurilor minime pentru care au obligația de stocare, pe întreaga perioadă de valabilitate a obligației de menținere a acestora.

Distribuția și comercializarea carburanților

Piața carburanților funcționează în regim concurențial, însă prezintă un grad relativ ridicat de concentrare și un risc al înțelegerilor de tip cartel, conform ultimului raport anual al Consiliului Concurenței. În aprilie 2016, Consiliul Concurenței a aplicat amenzi principalilor operatori ai stațiilor de distribuție carburanți din România. Nu a fost vizat modul de stabilire a prețurilor, ci retragerea coordonată a unui tip de carburant, printr-o înțelegere de tip cartel.

În comparație cu alte state UE, unde prețurile la pompă au variații importante în funcție de cererea de moment (specifică diferitelor perioade din zi sau săptămână), cu *discount*-uri uneori semnificative, în România prețurile la carburanți sunt relativ stabile, ceea ce indică un grad mai scăzut de concurență.

Consiliul Concurenței propune câteva măsuri de înlesnire a intrării unor noi actori pe piața carburanților din România: un control mai bun al calității produselor

comercializate, sporirea transparenței prețurilor etc. În perspectiva intrării unor noi actori economici pe piața de *retail* de carburanți, gradul de concentrare al pieței va cunoaște o diminuare, pe termen mediu.

În vederea îndeplinirii țintelor europene cu privire la combustibilii alternativi, statul român stabilește cota de biodiesel și bioetanol conținută de toți carburanții comercializați în România. O parte a stațiilor de alimentare oferă, de asemenea, GPL. Pentru a asigura distribuția altor combustibili alternativi, precum gazul natural, biogazul, energia electrică sau hidrogenul, sunt necesare investiții substanțiale în infrastructura de distribuție, în paralel cu dezvoltarea parcului de autovehicule ce utilizează acești combustibili.

Transportul intern, stocarea și distribuția gazului natural

O radiografie detaliată a sectorului de transport, stocare și distribuție a gazului natural este prezentată în raportul *Analiza stadiului actual*, publicat pe site-ul Ministerului Energiei în februarie 2016. Această secțiune prezintă doar elemente ce se desprind din discuțiile din cadrul sesiunii de lucru, cu relevanță pentru elaborarea Strategiei Energetice.

Sistemul Național de Transport al Gazului Natural

Sistemul Național de Transport al Gazului Natural (SNTGN) din România este operat de Transgaz S.A. Gradul redus de utilizare a SNTGN și a rețelelor de distribuție, dimensionate pentru o cerere triplă de gaz natural și consum în special în unități industriale mari, generează dificultăți tehnice în operare și mentenanță și costuri mari de operare. Parțial din cauza nivelului scăzut al prețului reglementat și al taxelor de consum al gazului natural, dar și din cauza costului mare de operare a infrastructurii, România este statul european cu cea mai mare pondere a tarifelor pentru utilizarea infrastructurii în prețul final al gazului natural.

Situația din prezent este complet diferită de cea pentru care infrastructura a fost proiectată acum peste 50 de ani, iar multe echipamente au ajuns la limita duratei normate de funcționare, impunându-se înlocuirea lor. În ansamblu, este necesară o regândire de amploare a funcționării sistemelor de transport și de distribuție a gazului natural. Un aspect cheie al acestei transformări este adaptarea parametrilor tehnici pentru asigurarea transportului în regim de înaltă presiune, la

un nivel apropiat de cel la care operează sistemele de transport ale statelor vecine. De asemenea, este necesar un model de piață competitiv, structurat pe principiile pieței libere, precum și pe dimensiunile Uniunii Energetice europene. Un alt aspect ce trebuie implementat este asigurarea echilibrării zilnice și, pe termen mediu, chiar orare a SNTGN.

Prin Planul de Dezvoltare al SNTGN pentru perioada 2014-2023 (ce urmează a fi actualizat în anul 2016), Transgaz propune proiecte majore de investiții pentru dezvoltarea infrastructurii de transport a gazului natural în România și conformarea acesteia cu reglementările europene în domeniu. Realizarea obiectivelor strategice ale SNTGN privește, în principal, următoarele tipuri de investiții:

- modernizarea sistemelor și a echipamentelor de măsurare ale Transgaz;
- modernizarea stațiilor de reglare măsurare și a nodurilor tehnologice;
- modernizarea și automatizarea stațiilor de protecție catodică;
- modernizarea sistemelor de odorizare și de înlocuire a odorantului utilizat;
- dotarea cu echipamente de automatizare și control de la distanță, conform cerințelor unui sistem de tip SCADA modern. Acesta va putea gestiona problemele legate de siguranța și utilizarea instrumentelor inteligente, sporind flexibilitatea, integritatea și siguranța în exploatare a sistemului.

Dacă potențialul de zăcămintele noi de gaz natural descoperite în Marea Neagră se dovedește comercial, exploatarea ar putea începe în jurul anului 2020, însă numai în situația în care Transgaz va fi realizat investițiile de dezvoltare și interconectare a SNTGN cu sistemele similare de transport din țările vecine, asumate prin Planul de dezvoltare pentru 2014-2023, precum și cu litoralul Mării Negre. Sunt necesare investiții care să permită atât preluarea cantităților *offshore*, cât și modernizarea și extinderea conductelor de transport pentru adaptarea la cerințele pieței.

Unul dintre proiectele strategice în derulare constă în construcția unui gazoduct cu un traseu de 528 km pe teritoriul României, pe ruta Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA). Datorită importanței sale pentru securitatea energetică a regiunii Europei Centrale și de Sud-Est, acest gazoduct are prioritate la nivel european și este finanțat, în primă fază, cu 179 milioane euro din fonduri europene, prin facilitatea financiară *Connecting Europe Facility*.

Traseul BRUA este situat în apropierea grupurilor ce produc energie electrică pe bază de cărbune în cadrul Complexelor Energetice Oltenia și Hunedoara (Craiova,

Ișalnița, Turceni, Rovinari, Paroșeni, Deva). Asigurând aprovizionarea cu gaz natural la presiune corespunzătoare, din surse diverse atât interne, cât și din import, BRUA ar putea spori atractivitatea platformelor acestor complexe energetice pentru investiții în centrale moderne, eficiente și flexibile pe bază de gaz natural. Deși nu oferă o soluție pentru sectorul minier, un astfel de proiect, implementat pe măsura creșterii capacității BRUA și a retragerii grupurilor pe bază de cărbune la sfârșitul duratei de viață și funcționare eficientă, ar avea avantajul de a utiliza capacitatea existentă de injectare a energiei electrice în SEN și ar păstra locuri de muncă din cadrul complexelor energetice, precum și furnizarea agentului termic în localitățile deservite în prezent.

Stocarea și distribuția gazului natural

Investiții similare sunt necesare și în rețelele de distribuție, cu toate că operatorii de distribuție nu au obligația de a publica planuri de dezvoltare a rețelei actualizate la intervale regulate de timp. Propunerea avansată în secțiunea *Energie electrică* cu privire la introducerea de către ANRE a obligației publicării planurilor de dezvoltare a rețelei pentru operatorii rețelelor de distribuție a energiei electrice poate fi luată în considerare și pentru operatorii rețelelor de distribuție a gazului natural.

Este necesară o regândire a rolului depozitelor de înmagazinare subterană, configurate pentru uz sezonier și funcționare în regim reglementat, cu distincția corespunzătoare între stocuri **strategice**, **tehnologice** și **multiciclu**. Prin creșterea flexibilității operaționale și a capacității de injecție și extracție în vederea acoperirii vârfurilor de consum orare și zilnice, rolul stocării gazului natural în piața concurențială poate crește. Având în vedere prețul scăzut al gazului natural pe piața europeană, coroborat cu costurile ridicate de injecție și extracție din depozite, orice decizie de investiții trebuie bine fundamentată prin studii de fezabilitate.

Pentru a deschide noi piețe de desfacere, producătorii de gaz natural din România ar putea promova atât capacități de generare a energiei electrice pe bază de gaz natural, cât și utilizarea gazului în locul carburanților în transporturi. De asemenea, numeroase gospodării din România nu au acces la gaz natural, utilizând biomasă pentru încălzire și GPL pentru gătit, deși există un amplu potențial de extindere a rețelelor de distribuție. Studiile de fezabilitate pentru

investiții în astfel de proiecte ar trebui să urmărească dezvoltarea noilor piețe de desfacere pe termen lung.

A fost propusă constituirea unui **Dispecerat Național Integrat** pentru toate formele de energie, cu rol în asigurarea securității și siguranței de funcționare a sistemelor de transport și distribuție, cu acces la toate datele de prognoză.

Liberalizarea pieței gazului natural

Piața gazului natural din România, inclusiv deficiențele ei de funcționare în comparație cu piețele performante din UE, a fost descrisă în raportul *Analiza stadiului actual*. Această secțiune prezintă doar elemente ce se desprind din discuțiile din cadrul sesiunilor de lucru, respectiv sugestii și comentarii ale părților interesate, cu relevanță pentru elaborarea Strategiei Energetice.

Liberalizarea prețului gazului natural

În timp ce pentru consumatorii non-casnici piața gazului natural a fost liberalizată începând cu 1 ianuarie 2015, pentru cei casnici persistă cadrul reglementat de stabilire a prețului, la un nivel mai scăzut decât cel al gazului natural pe piața europeană, din rațiuni de protecție socială. Prețul de achiziție a gazului natural din producția internă pentru clienții casnici și producătorii de energie termică destinată consumului populației în perioada 1 iulie 2015 – 30 iunie 2021, a fost stabilit prin Hotărârea de Guvern nr. 488/2015. Astfel, calendarul de liberalizare prevedea liberalizarea integrală a prețului gazului natural la 1 iulie 2021.

Schimbările de pe piața resurselor energetice primare, precum declinul abrupt al prețurilor țițeiului din ultima perioadă, au generat o conjunctură aparte în piața românească de gaz natural, unde prețurile administrative stabilite în conformitate cu prevederile legale, dar și cu acceptul Comisiei Europene și al instituțiilor financiare internaționale, au devenit comparabile și, uneori, chiar mai mari față de prețurile pieței.

Prețul scăzut al gazului natural în Europa (la sfârșitul lunii iunie 2016, nivelul estimat pentru perioada iulie-septembrie 2016 era de 68 lei/MWh) ar putea ajunge în curând, în mod persistent, sub nivelul celui reglementat pentru producția internă destinată consumului casnic în România. O situație în care prețul

reglementat ar putea fi mai mare decât prețul gazului natural de import pentru o perioadă considerabilă de timp ar fi inedită, eliminând rațiunea prețului reglementat, cel puțin pentru perioada în care persistă această situație, cu implicații asupra activității tuturor actorilor din piață.

Pentru evitarea acestei situații, Guvernul a adoptat în luna iunie Hotărârea nr. 461/2016 pentru modificarea anexei la Hotărârea Guvernului nr. 488/2015, conform căreia de la 1 iulie 2016, prețul gazului natural din producția internă va stagna la valoarea de 60 lei/MWh, până la data de 31 martie 2017.

Scopul stabilirii administrative a unui preț de achiziție pentru gazul natural este de a proteja o categorie însemnată de clienți casnici de gaz natural și de energie termică de efectele negative ale procesului de liberalizare, generate de alinierea prețului gazului natural la nivelul prețurilor practicate pe piețele europene.

Astfel, HG 461/2016 prevede și obligația ANRE de a realiza, cel târziu până la data de 1 martie 2017, o analiză a evoluției prețului gazului natural, ca parte a procesului de monitorizare anuală a pieței gazelor naturale. O astfel de analiză trebuie să estimeze riscul revenirii prețului regional al gazului natural peste nivelurile prevăzute în calendarul de dereglementare și implicațiile pe care acest risc le are asupra nivelului subvențiilor și ajutoarelor la încălzire pentru consumatorii vulnerabili – concept a cărui definiție juridică este în lucru.

Integrarea pieței de energie electrică cu cea de gaz natural

Piața de energie electrică și piața gazului natural au evoluții similare la nivel european, ceea ce face posibilă integrarea mai puternică a celor două piețe în România, atât la nivel angro, cât și cu amănuntul.

Pe piața angro, este necesară corelarea celor două piețe de energie, pentru a evita ca dezechilibrele din piața gazului natural, care se transferă ulterior la cea de energie electrică – și invers – să fie resimțite de consumatorul final. Pentru aceasta, este necesar ca cele două piețe să atingă un grad de maturizare comparabil, ceea ce presupune armonizarea legislației secundare.

Pe piața cu amănuntul, există interes din partea furnizorilor pentru prestarea de servicii integrate, ceea ce va accentua concurența, atât timp cât sunt evitate monopolurile zonale.

Astfel, se impun finalizarea cu celeritate a actualizării codului de rețea al SNTGN, precum și crearea unui punct virtual de tranzacționare (PVT) pentru gazul natural. De asemenea, sunt necesare măsuri pentru creșterea gradului de lichiditate a piețelor de tranzacționare a gazului din România, astfel încât prețul să reflecte cât mai corect condițiile de moment pe piață și să servească la echilibrarea acesteia.

Totuși, apariția unei piețe de echilibrare pentru gazul natural ar putea crea costuri suplimentare pentru consumator. Înmagazinarea gazului natural în rețelele de transport și distribuție, în măsura permisă de starea tehnică a acestora, ar putea asigura un nivel suficient de flexibilitate în piață, alături de modernizarea capacităților de stocare existente.

Integrarea pieței de energie electrică cu cea de gaz natural duce la corelarea echilibrării sistemelor aferente (SEN și SNTGN), cu beneficii tehnice și economice (CAPEX și OPEX):

| | Gaz natural | Energie electrică |
|--------------|---|--|
| CAPEX | Reducerea capacității de transport Reducerea capacității de stocare | Reducerea capacității de stocare Reducerea fluxului electric Reducerea variabilității fluxului electric |
| OPEX | Reducerea utilizării compresoarelor Creșterea fiabilității Estimarea corectă a necesarului de energie (informatizarea sistemului) | Îmbunătățirea capacității de generare Reducerea pierderilor din rețea Reducerea fluctuațiilor energetice Fiabilitate crescută Creșterea rezervelor marginale |

Sursa: Studiu realizat de COWI și KEMA pentru Comisia Europeană, 2012

Funcționarea optimă a pieței de gaz natural din România nu poate fi realizată înainte de intrarea în funcțiune a interconexiunilor cu flux bidirecțional cu piețele statelor vecine. Ultima secțiune din acest raport tratează tema interconexiunilor și a creării pieței comune europene a gazelor naturale.

Piața de gaz natural în context internațional

Crearea pieței comune europene a energiei, care include și piața gazului natural, precum și aspectele cele mai importante cu privire la securitatea și diplomația energetică, sunt descrise în secțiunea *Securitate și diplomație energetică* a prezentului

raport. Această secțiune prezintă doar elemente suplimentare ce se desprind din discuțiile din cadrul sesiunilor de lucru, cu relevanță pentru elaborarea Strategiei.

Interconectarea SNTGN cu cele ale statelor vecine

Planul de Dezvoltare al SNTGN pentru perioada 2014-2023 prevede o serie de proiecte de interconectare cu sistemele statelor vecine:

- cu Ungaria, pe relația Arad-Szeged;
- cu Bulgaria, pe relația Giurgiu-Ruse;
- cu Ucraina, pe relația Cernăuți-Siret;
- cu Republica Moldova, pe traseul Drochia-Ungheni-Iași.

Exportul fizic de gaz natural din România este, în prezent, serios limitat din cauza presiunii scăzute în SNTGN față de cea din sistemele de transport ale țărilor vecine. Abia la orizontul anilor 2019-2020, dacă lucrările de modernizare a SNTGN vor fi realizate la timp, exportul fizic ar putea deveni suficient de mare încât să aibă un impact asupra pieței de gaz natural.

Primul pas în acest sens este asigurarea fluxului bidirecțional al gazului prin interconectoarele Arad-Szeged și Iași-Ungheni. La fel de importantă este și asigurarea fluxului bidirecțional în cazul interconectorului Giurgiu-Ruse, luând în considerare interesul României pentru diversificarea surselor de aprovizionare prin accesarea volumelor de gaz natural ce ar putea fi disponibile prin Coridorul Sudic de Gaze (gazoductele SCP-TANAP-TAP).

În prezent, Directoratul General Concurență (*DG Competition*) din cadrul Comisiei Europene desfășoară o investigație a principalilor actori din piața de producție și transport a gazului natural din România, pentru a stabili dacă și în ce măsură aceștia au încălcat legislația europeană cu privire la concurență. Este cert faptul că realizarea proiectelor de interconectare este tratată cu maximă seriozitate la nivel european, în vederea atingerii obiectivului de realizare cât mai rapidă a pieței comune a gazului natural.

Rezolvarea problemei fluxului fizic de gaz natural dinspre România ar putea ajuta țări ca Republica Moldova și Bulgaria să-și reducă dependența excesivă de gaz natural dintr-o singură sursă, 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. Totodată, interconectarea va oferi consumatorilor români posibilitatea importurilor de gaze din noi surse, dacă prețul va justifica acest lucru.

Începând cu anul 2017, vor fi integrate în SNTGN două dintre cele trei gazoducte ale sistemului de tranzit ce traversează Dobrogea, de la Isaccea la Negru Vodă, și care transportă gaz natural din Federația Rusă, via Ucraina, către Bulgaria și Turcia. Asigurarea fluxului bidirecțional în aceste gazoducte conectate la SNTGN crește substanțial capacitatea de interconectare a României cu Ucraina și Bulgaria.

Servicii de sistem în context regional

Insularitatea pieței gazelor naturale din România nu mai este justificată, atât timp cât toate statele membre UE au obligații de implementare și monitorizare în vederea realizării obiectivelor înscrise în actele normative ale UE (regulamente, directive). Regulamentul (UE) 994/2010 privind siguranța în aprovizionarea cu gaz natural, precum și Directiva privind stocurile de țiței și de produse petroliere situează România într-un cadru european al acțiunilor concertate și al cooperării regionale în domeniul energiei.

În procesul de creare a pieței comune a gazului natural la nivel regional și european, România are perspectiva de a deveni un *hub* al pieței regionale a gazului natural. Un *hub* se dezvoltă acolo unde se înregistrează o concentrare semnificativă a surselor, cum ar fi un bazin gazeifer major și/sau un nod important al unor rute de transport internaționale. Comercializarea gazului natural în *hub* necesită interconectări fizice între liniile de transport spre *hub* (*entry points*) și cele de ieșire din *hub* (*exit points*). În plus, pentru a-și îndeplini funcțiunile și rolul în regiune, *hub*-ul este deservit de stații de comprimare, depozite de înmagazinare și, după caz, de terminale de import și export GNL. Tranzacțiile cu gaz natural în *hub* sunt standardizate și se pot derula fie bilateral, fie în cadrul unei platforme organizate de tranzacționare (bursa).

În cursul anului 2015, Direcția Generală Țiței și Gaze din Ministerul Energiei a realizat o propunere de proiect trimis biroului Programului Știință pentru Pace și Securitate (SPS) din cadrul Diviziei Provocări Emergente de Securitate al NATO. Scopul propunerii de proiect este dezvoltarea unui sistem de alertare timpurie privind eventuale scăderi ale volumului de gaz natural care pot genera crize în piața statului membru și a statului partener selectat. Această propunere a întrunit cerințele NATO și a beneficiat de asistență din partea SPS și a mediului academic.

Fluxuri bidirecționale – impactul asupra prețului, ofertei și cererii de gaz

În prezent, România nu are o piață funcțională a gazului natural, atât din cauza gradului ridicat de concentrare al pieței și a menținerii prețului reglementat pentru consumatorii casnici, cât și pentru că lipsește capacitatea de interconectare. Pentru a juca un rol regional de substanță, sunt esențiale creșterea calității infrastructurii SNTGN și interconectarea cu flux bidirecțional cu statele vecine, precum și funcționarea eficientă a unei piețe de tranzacționare a gazului natural.

În contextul materializării proiectului BRUA, începând cu anul 2020 România va dispune de condițiile necesare pentru a se profila ca *hub* regional de gaz natural. De regulă, un *hub* regional beneficiază de un preț ușor redus al gazului (atât timp cât contractele de import sunt încheiate în baza prețului de piață, nu indexate la prețul altor combustibili, precum cel al țițeiului) și de un grad sporit de securitate a aprovizionării din surse variate și prin suficiente rute alternative. Totuși, este improbabil ca dobândirea rolului de *hub* să aducă un câștig economic semnificativ față de simpla situație a unei bune integrări în piața regională, coordonată de un *hub* dintr-un stat vecin. Esențială este realizarea proiectelor de interconectare și modernizarea SNTGN, pentru a avea o piață internă eficientă a gazului natural.

În ceea ce privește prețul gazului natural din România pe piața regională, acesta va fi stabilit pe o platformă de tranzacționare în cadrul *hub*-ului regional. Impactul prețului asupra consumului de gaz natural din România va fi important; o creștere substanțială și neprevăzută de preț va contribui la reducerea pe mai departe a consumului. Nivelul prețului gazului natural pe piața regională ar putea oscila, cel puțin pe termen mediu, sub cel prevăzut prin calendarul de dereglementare. Astfel, asigurarea capacității de export a gazului natural din România nu va fi de natură să ducă la scumpirea gazului natural mai mult decât este prevăzut prin calendarul de dereglementare și integrare regională a piețelor de gaz natural.

Eficiență energetică, energie termică și cogenerare

Elemente de context

Strategia Energetică a României are **consumatorul final** ca element central, cu obiectivul fundamental al satisfacerii permanente a cererii de energie de moment, la un cost accesibil. În acest scop, trebuie luate în considerare toate resursele existente și cele care se pot dezvolta prin investiții, respectând totodată constrângerile complementare de securitate energetică, de decarbonare și de protecție a mediului înconjurător.

Strategia Energetică va trasa direcții prioritare de acțiune, care să armonizeze capacitatea de implementare a proiectelor de investiții cu atingerea obiectivelor strategice. Astfel, Strategia se va constitui într-un ghid al direcțiilor de acțiune prioritară cu orizont pe termen scurt, mediu și lung.

Pornind de la necesitatea decarbonării industriei energetice pentru a atinge obiectivele UE pentru anul 2030 și pentru a limita creșterea globală a temperaturii atmosferei la 2°C, căile principale de abordat pe termen scurt și mediu sunt eficiența energetică, sursele regenerabile de energie (SRE), captarea și stocarea CO₂ (CCS) și energia nucleară. Procesul nu va fi simplu, având în vedere că, prin reducerea cererii de combustibili fosili, prețul acestora va scădea, ceea ce va îngreuna adoptarea noilor tehnologii.

Eficiența energetică este cea mai puțin costisitoare metodă de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră (GES) și conduce concomitent la eficientizarea economică a tehnologiilor, la reducerea gradului de sărăcie energetică și la securitate energetică. Creșterea eficienței energetice este esențială pentru îndeplinirea țintelor de atenuare a schimbărilor climatice. De aceea, discuțiile în cadrul grupului de lucru au avut ca temă principală eficiența energetică.

Tema **energiei termice** a fost abordată în contextul eficienței energetice în sectoarele clădirilor și serviciilor, respectiv industrial, iar tema **cogenerării** a fost abordată în cadrul discuțiilor legate de energia termică.

Eficiența energetică

Ținta UE de eficiență energetică în vigoare este de diminuare a consumului de energie cu 20% raportat la proiecția de referință din anul 2007 pentru anul 2020.

Pentru România, ținta pentru anul 2020 este o reducere similară de 19%, corespunzătoare unei cereri de energie primară în anul 2020 de 1800 PJ. Pentru anul 2030, UE își propune o reducere cu cel puțin 27% (posibil 30%) a cererii de energie, fără a fi stabilit în mod definitiv modalitatea de calcul a acestei ținte. Pentru moment, România consideră ținta pentru anul 2030 ca fiind stabilită în raport cu aceeași proiecție de referință din anul 2007.

Dacă România își asumă obiectivul de reducere a cererii de energie valabil pentru ansamblul UE, ținta de cerere de energie primară pentru anul 2030 ar fi de 1550-1635 PJ. Conform datelor preliminare de la Institutul Național de Statistică (INS), cererea de energie primară în 2015 a fost de 1380 PJ, cu 420 PJ sub ținta pentru anul 2020 și chiar cu 170-255 PJ sub ținta pentru anul 2030.

Deși ar putea părea ușor de atins, ținta absolută pentru anul 2030 trebuie privită în contextul unor prognoze de creștere economică susținute timp de 15 ani. Din acest motiv, sunt necesare măsuri semnificative de sporire a eficienței energetice în toate ramurile de activitate. Restructurarea sectoarelor industriei cu intensitate energetică ridicată este în mare parte realizată, inclusiv prin investiții în creșterea eficienței energetice, astfel încât potențialul nerealizat rezidă, în prezent, mai ales în sectorul clădirilor. Este importantă continuarea susținută a proiectelor de creștere a eficienței energetice, prin mijloacele tehnice și de capital disponibile, atât timp cât investiția poate fi recuperată pe termen mediu sau lung.

Energie termică și cogenerare

Cererea de energie pentru încălzire reprezintă un segment foarte important al sectorului energetic, fiind concentrată în sectoarele industrial, rezidențial și cel al serviciilor. În sectorul rezidențial, nivelul cererii este în primul rând influențat de climă, temperatura aerului exterior și de nivelul de confort termic al locuințelor. Acesta, la rândul său, depinde de puterea de cumpărare a populației, cultură, tradiție etc. Pentru locuințele mai noi și cele reabilite, standardul de construcție și termoizolare joacă, de asemenea, un rol important.

Pe termen mediu și lung, două tendințe contradictorii vor determina nivelul cererii de energie termică:

- pe de o parte, schimbările climatice vor aduce ierni mai blânde, iar investițiile în termoizolarea locuințelor vor limita cererea de energie termică; în schimb, va crește cererea de răcire (aer condiționat);
- pe de altă parte, creșterea nivelului de trai va înlesni pentru multe gospodării asigurarea unui confort termic mai ridicat, în condițiile în care, în prezent, numeroase locuințe sunt încălzite suboptimal din cauza gradului ridicat al sărăciei energetice. Totodată, este anticipată o creștere a suprafeței construite, pe fondul creșterii nivelului de trai, chiar dacă populația României va continua să scadă.

Energia termică pentru încălzirea spațiilor de locuit și industriale poate fi produsă eficient în instalații dedicate (convectoare sau centrale pe bază de gaz natural, instalații de ardere a biomasei, calorifere electrice etc.). De asemenea, în procesul de producție dedicată a energiei electrice (produs energetic deosebit de flexibil în utilizare, cu valoare înaltă) din surse nucleare sau pe bază de combustibili fosili, rezultă și o cantitate importantă de energie termică.

În mod ideal, un sistem energetic eficient utilizează integral energia termică rezultată din procesul de producție a energiei electrice. Aceasta poate acoperi o bună parte sau chiar complet nevoile de încălzire, dacă centrala se află în apropierea unei zone cu densitate mare a cererii de încălzire. Energia termică nu poate fi însă transportată pe distanțe mari, din cauza pierderilor din rețelele de transport și distribuție, mai mari decât cele pentru transportul și distribuția combustibililor folosiți în obținerea energiei termice.

Din motive de eficiență energetică, Strategia UE referitoare la Încălzire și Răcire promovează unitățile de cogenerare, adică de producere simultană a energiei termice spre utilizare finală și a energiei electrice sau mecanice. În situația optimă, ele sunt situate în apropierea centrelor urbane sau industriale, astfel încât energia termică produsă în cogenerare în fiecare locație să corespundă în cât mai mare măsură cererii.

Atât instalațiile dedicate de producere a energiei termice, cât și cele în cogenerare pot avea capacități mari (zeci sau sute de MW) asociate unui sistem extins de distribuție a agentului termic prin conducte, sau capacități mici și medii distribuite în spațiu, cu o rețea mai restrânsă de distribuție (chiar o singură unitate locativă, în unități de tip *micro-CHP*).

În prezent, în România capacitățile în funcțiune de producție a energiei electrice prin cogenerare sunt, de regulă, mari, centralizate. În ultimii ani, numeroase unități de cogenerare din orașe au fost dezafectate, din cauza neîncadrării în cerințele de mediu, a lipsei investițiilor în mentenanța rețelelor de distribuție, a serviciilor de slabă calitate oferite consumatorilor și, în general, a proastei gestiuni la nivelul autorităților locale.

În schimb, instalațiile dedicate de producere a energiei termice sunt adesea descentralizate – centrala termică pe gaz natural pentru o singură locuință, soba pe lemne sau caloriferul electric. Cogenerarea de putere medie și mică reunește avantajele cogenerării cu sistemul eficient de distribuție a energiei termice, însă costurile relativ ridicate ale investiției inițiale în aceste centrale *micro-CHP* au limitat, până în prezent, gradul de penetrare al acestora.

O bună ocazie de a înlocui un sistem de încălzire vechi este momentul renovării unei clădiri. România ar trebui să adopte o abordare integrată a sectorului de încălzire a clădirilor, prin coordonarea și utilizarea mijloacelor disponibile prin directivele europene relevante, cum ar fi Directiva cu privire la Eficiența Energetică, Directiva referitoare la Performanța Energetică a Clădirilor, Directiva cu privire la Sursele Regenerabile de Energie etc. Sunt necesare investiții substanțiale în creșterea eficienței energetice, începând cu direcțiile de acțiune prevăzute în Planul Național de Acțiune în domeniul Eficienței Energetice (PNAEE) pentru anul 2020 și continuând cu alte măsuri conexe – contorizarea individuală a consumului de agent termic în fiecare apartament bransat la SACET, în paralel cu montarea de robinete termostactice pentru fiecare calorifer în parte etc.

Vor fi stabilite **căi alternative de acțiune**, ca răspuns la următoarele întrebări:

- Cum ar trebui prioritizate resursele de finanțare și forța de muncă calificată pentru creșterea eficienței energetice a clădirilor rezidențiale?
 - Reducerea cât mai mare a consumului de energie în ansamblu, prin lucrări de anvelopare termoizolantă pentru o suprafață încălzită cât mai mare, respectiv pentru un număr cât mai mare de gospodării (de preferință, cele din blocurile de locuințe).
 - Consumul eficient al energiei, mai cu seamă în gospodăriile individuale care nu-și permit costurile cu încălzirea și care beneficiază de ajutor de stat în acest sens.

- Care este soluția optimă, din punct de vedere al eficienței energetice și al sustenabilității economice de asigurare a necesarului de energie termică, pentru blocuri de locuințe racordate la sistemul de alimentare centralizat cu energie termică (SACET)? Cogenerare sau sistem separat de producere energie termică/apă caldă?
- Acolo unde soluția optimă este cogenerarea (probabil în majoritatea cazurilor, cel puțin din punct de vedere energetic), va fi aleasă utilizarea în continuare a sistemelor centralizate la nivel de localitate sau vor fi preferate noi investiții în sisteme de cogenerare de putere medie și mică (la nivel de cvartal, de stradă, de bloc, de scară de bloc sau chiar de apartament)? Cum se va asigura finanțarea lucrărilor necesare?
- Acolo unde, din cauza infrastructurii învechite, respectiv a gestiunii defectuoase urmate de debransarea unui număr mare de apartamente de la SACET, soluția este sistemul dedicat energiei termice, utilizarea unităților de încălzire separat pentru fiecare gospodărie (convectoare sau centrale termice pe gaz natural, pompe de căldură, încălzire electrică etc.) sau noi mecanisme de încurajare a unităților de încălzire în comun la nivel de stradă, scară de bloc, bloc, cvartal sau cartier?

Elemente de diagnoză

Eficiența energetică în România a crescut continuu în ultimii ani. În perioada 2007-2014, scăderea intensității energetice raportate la PIB a fost de 27%, inclusiv datorită închiderii unor unități industriale cu intensitate energetică ridicată. Deși datele Eurostat pentru România situează indicatorul intensitate energetică la dublul mediei UE, calculele care țin seama de puterea de cumpărare aduc acest indicator aproape de media europeană.

Scăderea în continuare a intensității energetice se poate realiza prin investiții canalizate către eficiența energetică a clădirilor rezidențiale și de birouri, respectiv printr-o structură industrială mai puțin energo-intensivă, cu valoare adăugată mare. Potențialul de creștere a eficienței energetice în România și la nivelul UE se regăsește, în ordine descrescătoare, în următoarele categorii de consum:

- clădiri și servicii – în special încălzirea, dar tot mai mult și răcirea;
- transporturi – în special transporturi rutiere de marfă și pasageri, dar și cele feroviare, aeriene, fluviale și maritime;

- industrie – în special sectoarele energo-intensive; atât consum de electricitate, cât și cel de agent termic asociat proceselor industriale;
- agricultură – în special combustibil pentru utilaje și îngrășăminte chimice.

În cadrul sesiunii de lucru, a fost abordat în special segmentul clădirilor și cel al serviciilor, datorită potențialului ridicat de eficientizare și sinergiilor cu temele energie termică și cogenerare. Raportul abordează, pe scurt și celelalte trei categorii de consum sus-menționate.

Segmentul clădirilor și al serviciilor

Segmentul clădirilor și al serviciilor este un consumator energetic cheie:

- reprezintă o valoare medie de 40% din consumul total de energie în UE (circa 45% în România) și aproximativ 55% din totalul energiei electrice consumate. Cu 50% (22 860 PJ) din consumul final de energie în anul 2012, încălzirea și răcirea reprezintă sectorul principal al cererii de energie al UE;
- la nivelul UE, încălzirea spațiilor rezidențiale reprezintă 78% din consumul de energie, apa caldă – 16%, prepararea hranei – 5%, iar răcirea – 1%. Până în anul 2050, ponderea răcirii va crește mult, pentru România fiind previzionată depășirea a 50% din necesarul de încălzire/răcire;
- este un factor important în emisiile GES la nivelul UE, cu 35% din total. SRE au contribuit cu 20% la aprovizionarea cu energie primară pentru încălzire și răcire în 2013 (dintre ele, biomasa în stare solidă reprezintă 75%), iar combustibilii fosili cu 73%. Există un important potențial suplimentar de utilizare a biomasei, precum și a deșeurilor și a altor SRE pentru încălzire;
- reprezintă sectorul cu cea mai mare rezervă de reducere a consumurilor de energie. Energia medie consumată în clădiri pe unitatea de suprafață la nivelul UE este de aproximativ 220 kWh/mp/an, iar în România ea depășește în numeroase cazuri 300 kWh/mp/an. În prezent se construiesc la scară tot mai largă locuințe cu un consum de 50 kWh/mp/an. Prin utilizarea panourilor fotovoltaice și solare termice, respectiv a energiei geotermale sau a pompelor de căldură, se pot construi case cu consum aproape „zero” de energie sau cu „bilanț energetic pozitiv” (*energy plus*).

România are o suprafață construită de aproximativ 500 milioane m², 85% fiind clădiri rezidențiale. Din cele aproximativ 8,5 milioane de locuințe, 80% sunt

construite în perioada 1945-1989. Chiar și o parte a locuințelor construite după anul 1990 au un standard scăzut de eficiență energetică: în prezent, doar 5% din apartamente sunt modernizate energetic. În PNAEE este estimat costul, în lei/m², al măsurilor de reabilitare termică integrală a locuințelor și clădirilor de birouri tipice pentru diferite zone de climă din România. Se remarcă nivelul uneori ridicat al investiției, inclusiv situații în care măsurile nu pot fi justificate economic.

În ultimele decenii, prețul reglementat redus al gazului natural și accesul nereglementat la masa lemnoasă pentru foc (biomasa reprezintă tipul de SRE cu cel mai mare potențial în România) au menținut costurile cu încălzirea la niveluri ce nu justificau investiții în lucrări de termoizolare a locuințelor personale. Pe măsură ce gestiunea sectorului forestier este îmbunătățită, iar prețurile energiei electrice și ale gazului natural sunt liberalizate și tind spre media europeană, costurile cu încălzirea cresc, încurajând investiții în reabilitarea termică a locuințelor. De altfel, în lipsa investițiilor în eficiența energetică, există riscul ca ponderea cheltuielilor cu energia în bugetul gospodăriilor să crească.

În prezent, bariera principală în calea creșterii eficienței energetice a clădirilor prin lucrări de anvelopare termoizolantă pare a fi lipsa capitalului pentru investiții a gospodăriilor, în special pentru locuințele unifamiliale (case).

O altă problemă o reprezintă calitatea uneori scăzută a lucrărilor de reabilitare termică efectuate, care fie nu duc la economii suficiente în factura de încălzire, fie au o durată de viață mult prea scurtă pentru a justifica intervenția. Astfel, unele proiecte se limitează la anveloparea termoizolantă a clădirilor cu materiale de calitate slabă, neincluzând lucrări de reabilitare cum ar fi distribuția orizontală de căldură, module termice, contorizarea inteligentă, reabilitarea sursei de producere a energiei termice, operarea automatizată a instalațiilor etc. Lipsa de aplicare a standardelor minime de calitate pentru lucrările de reabilitare termică reduce eficiența investițiilor, iar în absența studiilor de impact pot apărea riscuri cu privire la calitatea aerului în interior, protecția în caz de incendiu etc.

Există soluții pentru a acoperi nevoia de finanțare, fie fonduri structurale europene, fie credite de investiții ale autorităților locale, precum și modele de cofinanțare cu participarea sectorului privat ș.a.m.d. Nu pentru toate există însă cadrul de reglementare necesar pentru a încuraja și menține un ritm susținut de reabilitare termică, un factor negativ fiind și lipsa de pregătire a celor ce trebuie să realizeze documentația pentru proiectele spre finanțare.

Foarte așteptată este reglementarea contractelor de performanță (de tip ESCO) pentru consumul de energie al clădirilor din sectorul public, prin care investitorul privat asigură finanțarea proiectelor și își recuperează investiția într-o perioadă definită de timp din valoarea economiilor realizate cu costul energiei. Aceste soluții sunt disponibile și sectorului privat, fiind folosite pe scară largă de către actorii industriali și, mai puțin, de consumatorii rezidențiali.

În studiul *Eficiența energetică – prioritate națională pentru reducerea sărăciei energetice. Creșterea calității vieții și siguranța consumatorilor de energie* (Zamfir et al., 2015), Academia Română recomandă autorităților publice să devină exemple pozitive pentru consumatorii privați în ceea ce privește economiile de energie, printr-o abordare integrată și responsabilă a investițiilor în lucrări de creștere a eficienței energetice a clădirilor publice. Autoritățile publice din România au, de fapt, responsabilitatea de a fi deschizători de drumuri cu privire la lucrările de reabilitare termică a clădirilor, inclusiv prin atingerea țintei de 3% a numărului de clădiri ale autorităților publice centrale ce ar trebui reabilitate anual, conform reglementărilor europene.

Pentru segmentul de consum rezidențial, sunt necesare programe ample de informare a consumatorilor cu privire la oportunitățile de a îmbunătăți gradul de eficiență energetică a spațiului, nu doar cu privire la încălzire, ci și pentru apa caldă, gătit și consum de energie electrică în aparate electrocasnice. Acestea trebuie coordonate cu programe de informare a consumatorilor despre drepturile de acces la servicii energetice de calitate, cu un bun raport calitate-preț, respectiv dreptul de a-și schimba furnizorul de energie electrică sau de gaz natural. Autoritățile publice cu responsabilități în domeniu nu au realizat, deocamdată, campanii notabile, la nivel național, în aceste direcții.

Nici principiul „un condominiu – un sistem de încălzire” nu este respectat în România, după cum numeroase clădiri noi nu respectă planurile de urbanism, măsurile obligatorii de siguranță și protecție în caz de incendiu etc. Lipsa unor măsuri stricte de penalizare a nerespectării legislației, dublată de o aplicare laxă a mecanismelor existente de conformare, a dus în ultimele decenii la situații de ilegalitate, ineficiente și chiar periculoase de organizare a mediului construit în România, cu implicații considerabile pe termen lung. Este necesară actualizarea cadrului legal de asigurare a conformării clădirilor existente și a celor noi la cadrul

legal în vigoare, inclusiv cu privire la sistemul adoptat de încălzire, și respectarea standardelor minime de siguranță și eficiență energetică.

Din cauza gradului ridicat de sărăcie din România, este imperioasă definirea clară a categoriilor de **consumatori vulnerabili** și a modului în care ei vor fi sprijiniți de către stat pentru a-și acoperi nevoile minime de servicii energetice. În prezent, numeroși cetățeni români nu beneficiază de ajutor la încălzire, deși trăiesc în condiții de sărăcie. Legea venitului minim de inserție (VMI) va trebui să elimine inadvertențele din programele de sprijin. Măsurile de creștere a eficienței energetice în locuințele gospodăriilor sărace ar trebui evaluate inclusiv în privința economiilor considerabile la bugetul de stat cu ajutoarele pentru încălzire și acces la servicii energetice de bază.

Ținta statului român pentru anul 2030 cu privire la gradul de sărăcie trebuie să fie asigurarea unui trai minim decent pentru cât mai mulți români, inclusiv cu privire la accesul la servicii energetice de calitate. Studiul Academiei Române asupra sărăciei energetice atenționează că nivelul venitului corespunzător unui trai minim decent este, în continuare, deasupra nivelului salariului mediu pe economie, conform unui indicator al Institutului de Cercetare a Calității Vieții.

Subsegmentul sistemelor de alimentare centralizată cu energie termică

Pentru mediul urban din România, soluția adoptată pentru multe dintre blocurile de locuințe construite în perioada 1960-1990 a fost încălzirea centralizată. Abordarea asigură un grad înalt de eficiență energetică, fiind promovată la nivel mondial și european. Din păcate, nivelul tehnologic scăzut, calitatea slabă a proiectelor și sincopile în implementare, finanțarea insuficientă a lucrărilor de mentenanță și modernizare, respectiv un management în general defectuos, au redus drastic atractivitatea sistemelor centralizate de alimentare cu energie termică (SACET-uri).

Conform raportului lunar al Autorității Naționale de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilități Publice (ANRSC) pentru aprilie 2016, energia termică pentru mediul urban este asigurată prin centrale electrice de termoficare (CET-uri) și prin SACET-uri în aproximativ 60 de localități, cu 1,275 milioane de apartamente branșate (din care 44% în București și 36% în următoarele cele mai

mari nouă localități). De asemenea, 20 dintre localitățile cu SACET funcțional au mai puțin de 1000 de apartamente branșate fiecare.

Numărul localităților cu SACET este în continuare în scădere, peste 250 de localități renunțând la încălzirea centralizată după anul 1990, pe fondul pierderilor financiare mari și a numărului mare de debranșări. În prezent aproximativ 15% din necesarul de căldură în România (71 TWh în mediul rezidențial și 12 TWh la consumatorii non-casnici) este distribuită prin SACET, iar tendința este de scădere spre o pondere de doar 10% în anul 2020. Diferența este împărțită aproape în mod egal între încălzirea directă pe bază de gaz natural (38%, în special consumatori non-casnici, case și apartamente din mediul urban) și încălzirea pe bază de biomasă (44%, în special în mediul rural). Doar o mică parte a necesarului de agent termic este acoperită din alte surse, precum energia electrică, energia geotermală sau solară, respectiv cărbune, motorină ș.a.m.d.

Sursa principală de date pentru acest subcapitol este Raportului României în baza articolului 14(1) din Directiva 2012/27/EU, publicat în decembrie 2015, conform căruia cantitatea de agent termic cumpărat de la producători pentru distribuție prin intermediul SACET-urilor a fost de 8,66 TWh în anul 2015, însă doar 6,7 TWh au fost facturați clientului final după contorizarea la branșament, restul constituind pierderi. Consumatorii casnici au plătit pentru 1,3 TWh energie termică pentru apă caldă, respectiv 4,4 TWh pentru căldură. Restul de 1 TWh a fost utilizat de către consumatori non-casnici. 41% din cantitatea de energie termică vândută de producători a fost cumpărată în București.

Puterea termică în funcțiune la sfârșitul anului 2015 era de 5242 MW, în timp ce alți 4885 MW erau disponibili în rezervă. Cei 10 166 MW erau instalați în 16 centrale termoelectrice (8030 MW) și în 585 de centrale termice (2133 MW). În plus, existau în 2013 și 59 de centrale de cogenerare, cu o putere electrică instalată brută de 4433 MW și putere termică netă de 10 046 MW. Majoritatea și-au depășit durata normată de viață (30 de ani), sunt ineficiente și nu îndeplinesc standardele legale de funcționare cu privire la emisii poluante. Doar o mică parte a acestora au fost reabilitate în ultimii 10 ani.

Prețul mediu de facturare către populație, aprobat de către autorități, a fost în anul 2013 de 154,40 lei/MWh (34,31 €/MWh). Nivelul prețului variază semnificativ între localități de la un minim de 70 lei/MWh la un maxim de 342 lei/MWh în 2014, în funcție de costul de producție a agentului termic, de costul și pierderile aferente

sistemului de distribuție, de subvenții acordate la nivel local etc. Acolo unde prețurile sunt mari, sunt și restanțe considerabile la achitarea facturilor, astfel încât mulți producători de agent termic, inclusiv în București, se află într-o situație financiară dificilă.

Lungimea rețelelor este, de asemenea, în ușoară scădere, în anul 2015 fiind de 1958 km pentru conductele de transport și de 7016 km pentru cele de distribuție, în total 8974 km. Doar puțin peste 10% au mai puțin de 10 ani vechime în exploatare, iar aproape 50% au peste 25 de ani vechime în exploatare. Astfel, aproximativ 70% din rețele fie prezintă un grad inadecvat de termoizolare, fie au pierderi mari de agent termic. Pierderea medie de căldură în rețelele din România este de circa 30%. Doar 20% din rețelele primară și 31% din rețelele secundare de furnizare a agentului termic au fost modernizate, ținta la nivel național pentru 2020 fiind de 30% pentru rețelele primare și de 40% pentru rețelele secundare.

Figura 7 – Harta localităților cu SACET funcțional în România (2015)



Sursa: Raportul României în baza articolului 14(1) din Directiva 2012/27/EU, p. 14, dec. 2015

SACET-urile funcționale din România, în marea lor majoritate, se află într-o situație tehnică și economică deplorabilă. Calitatea scăzută a serviciilor și costurile ridicate, cauzate de modul rigid de stabilire a perioadei de furnizare a agentului termic și de pierderile considerabile de energie în rețelele de distribuție, determină

în continuare un număr mare de consumatori să se debranzeze și să opteze pentru surse individuale de încălzire. De altfel, o mare parte a sistemelor în funcțiune sunt supradimensionate, întrucât numeroși consumatori industriali localizați în orașe și racordați la rețea fie au eficientizat consumul sau au încetat producția, fie s-au relocat în afara localităților, iar proiectele de termoizolare a blocurilor de apartamente reduc consumul de agent termic.

În cadrul sesiunii de lucru s-a discutat necesitatea restructurării SACET-urilor viabile, cu prioritate în cele aproximativ 20 de orașe în care o mare parte a apartamentelor este branșată la rețea. În perioada de rehabilitare, sunt necesare măsuri de limitare a numărului debransărilor, pentru a evita riscul ca un sistem nou, modern și eficient să intre în funcțiune la momentul în care majoritatea apartamentelor tocmai au optat pentru soluții alternative de încălzire.

Raportului României în baza articolului 14(1) din Directiva 2012/27/EU prezintă un scenariu de referință și patru scenarii alternative de dezvoltare a SACET-urilor până în 2030, consumul estimat de energie termică prin SACET pentru anul 2030 fiind de 11,4 – 20 TWh. Necesarul cumulat de investiții în rețele până în 2030 variază, în cele cinci scenarii, între 1,1 și 2,15 mld euro.

De asemenea, unele scenarii prevăd și investiții în noi unități în cogenerare de înaltă eficiență, de până la 3,4 mld euro – scenariu în care ar fi atins 90% din potențialul total de cogenerare din România. În schimb, în scenariul de referință, doar 51% din potențialul de cogenerare ar fi atins în anul 2050.

Toate scenariile estimează o scădere a gradului de cogenerare și o continuare a ratei debransărilor de la SACET în România până în anul 2020, întrucât lucrările de investiții cu fonduri europene au o durată de implementare de câțiva ani și se reflectă în calitatea serviciilor de furnizare a apei calde și a agentului termic. După aceea, în funcție de gradul de realizare a investițiilor de modernizare și asigurarea continuării finanțării lucrărilor de rehabilitare și extindere a rețelelor, respectiv de reatragere a consumatorilor debransați, se estimează revigorarea SACET-urilor.

Accesul la soluții moderne de încălzire în mediul rural este, în prezent, extrem de limitat, fie din motive tehnice, cum ar fi lipsa accesului la infrastructura de distribuție a gazului natural, fie din motive de incapacitate financiară sau lipsă de informație cu privire la posibilitățile de finanțare nerambursabilă și la mecanismele de accesare, inclusiv capacitatea de a concura pentru finanțare prin elaborarea unui proiect de investiții.

Atât pentru mediul urban, cât și pentru cel rural există și alte soluții eficiente pentru asigurarea necesarului de încălzire, puțin utilizate în prezent în România, precum pompele de căldură (transformarea unei unități de energie electrică în mai multe unități de căldură), sistemele de încălzire solară sau geotermală, respectiv utilizarea pe scară mai largă a căldurii reziduale.

Segmentul transporturi

În transporturi, economiile de energie cele mai mari la nivel național se pot obține în transportul rutier, prin utilizarea autovehiculelor personale și de marfă noi, mai eficiente energetic, pe măsură ce parcul auto se reînnoiește. De asemenea, ar trebui încurajat transportul în comun al pasagerilor (feroviar și rutier), respectiv transportul feroviar de marfă. Numărul autovehiculelor este așteptat să crească semnificativ pe fondul creșterii nivelului de trai în România, astfel încât cererea de benzină și motorină va continua, probabil, să crească ușor. Cu excepția măsurilor în vigoare, cel mai mare impact asupra eficienței energetice a automobilelor îl au taxele pe combustibil, respectiv taxele de înmatriculare corelate cu gradul de eficiență energetică și de emisii de GES.

Segmentul industrial

Pe o piață globală a materiilor prime, cu concurență acerbă și cu creșterea concomitentă a prețurilor la energie electrică, gaz natural și agent termic, sectoarele industriei cu intensitate energetică ridicată din România fie au intrat în faliment, fie au investit în re tehnologizare și în programe ample de eficientizare energetică. Marii consumatori de energie din România sunt, în prezent, sectoarele siderurgic și al aluminiului, respectiv petrochimic și al îngrășămintelor chimice. În mare măsură, modificările de structură industrială cu impact asupra cererii de energie au fost finalizate, operatorii rămași fiind competitivi pe piețele internațională.

În special în ultimul deceniu, acești operatori au instituit rutine cu privire la efectuarea de audituri energetice, astfel încât gradul de acoperire cu manageri energetici a ajuns la 96%. Mulți operatori economici utilizează standardul de management energetic ISO 50001. Investițiile realizate până în prezent în industrie au fost, totuși, cele cu amortizare pe termen scurt. Există în continuare potențial

considerabil de a implementa cele mai performante tehnologii disponibile (*BAT – best available technology*), însă ele se amortizează greu și nu există stimulente financiare sau mecanisme fiscale care să mobilizeze astfel de investiții în România. Prețurile scăzute ale combustibililor fosili contribuie în prezent la lipsa de interes a consumatorilor industriali pentru măsuri suplimentare de eficientizare energetică.

Segmentul agricultură

Strategia Energetică a României va ține cont de necesitatea creșterii gradului de mecanizare și acces la irigații al sectorului agricol. Întrucât aceste investiții vor fi în mare măsură realizate de investitori privați, iar gradul actual de dotare este scăzut, este de așteptat ca utilajele și instalațiile adoptate să fie noi și eficiente energetic. În orice caz, consumul energetic al sectorului agricol ar trebui să crească substanțial, odată cu productivitatea agricolă.

Propuneri de investiții publice

Recenta comunicare a Comisiei Europene, *O strategie a UE pentru sectorul de încălzire și răcire*, promovează creșterea eficienței și a sustenabilității încălzirii și a răcirii (ÎR) la nivel de prioritate a UE. Astfel, vor fi reduse importurile de energie, costurile energiei la consumatorii finali, precum și emisiile de GES. În anul 2013, la nivel european, aproape 75% din energia pentru ÎR provenea din combustibili fosili, din care 55% (40% din total) gaz natural.

Strategia ÎR propune măsuri de îmbunătățire a performanței energetice a clădirilor prin reducerea pierderilor de energie, respectiv maximizarea eficienței energetice a sistemelor de încălzire și răcire, inclusiv prin implicarea activă a consumatorilor. Principala acțiune pentru reducerea consumurilor energetice în clădirile existente este **anveloparea termoizolantă**. Aceasta trebuie să fie făcută cu materiale eficiente energetic, cu durată de viață ridicată și cu energie minimă înglobată în produse.

Conform raportului european *Entranze* din 2014, dedicat tranziției către clădiri cu consum foarte scăzut de energie și însușit de Guvern prin Ministerul Dezvoltării Regionale și al Administrației Publice (MDRAP), România are un potențial considerabil de îmbunătățire a eficienței energetice în sectorul clădirilor. Un scenariu ce presupune un efort relativ moderat de realizare a lucrărilor de

termoizolare indică reducerea consumului de gaz natural pentru încălzire cu până la 1 miliard de metri cubi (mld m³), reprezentând aproximativ 2% din cererea totală de energie și 10% din cererea de gaz natural a României. Acest scenariu este în concordanță cu disponibilitatea fondurilor structurale europene, spre exemplu prin reabilitarea termică cu prioritate a 1,8 milioane de apartamente până în anul 2030 (75% din apartamentele eligibile).

Investițiile ar contribui astfel simultan la:

- dezvoltarea sectorului autohton al construcțiilor și crearea de locuri de muncă în mediul urban din întreaga țară, cu o cifră de afaceri estimată la aproximativ 700 milioane euro/an. Conform studiului realizat de Academia Română, reabilitarea termică anuală a doar 3% din clădirile publice ar duce la creșterea pieței de polistiren expandat cu 10%;
- reducerea facturii la încălzire în sezonul rece pentru proprietarii de apartamente și îmbunătățirea confortului termic pentru locatarii cu mijloace materiale reduse. Problema încălzirii locuințelor are un pronunțat caracter social. Dacă la nivelul UE 11% din populație nu își poate permite încălzirea suficientă a locuințelor, acest procent în România este mult mai mare, în special în mediul rural;
- îmbunătățirea securității energetice prin reducerea cererii și, implicit, a importurilor de gaz natural în sezonul rece;
- reducerea emisiilor de GES și a intensității energetice, în vederea îndeplinirii țintelor UE pentru anul 2030.

Coroborat cu proiectele de reducere a consumului final prin măsuri de termoizolare, este necesară evaluarea potențialului de cogenerare – rezidențială, urbană și rurală – pe termen mediu și lung, respectiv stabilirea după criterii obiective a priorității și etapizării valorificării sale. Pentru aceasta ar trebui să se aplice criteriul planificării integrate a resurselor din perspectiva costului minim al energiei consumate (*least cost integrated resource planning*).

Pentru Municipiul București, Guvernul României, prin Ministerul Fondurilor Europene (MFE), atrage atenția asupra termenului scurt pentru a demara un proiect amplu de investiții în reabilitarea SACET, pentru care sunt disponibile fonduri europene nerambursabile în valoare de 187 milioane de euro. Există riscul deangajării fondurilor dacă proiectul nu este prioritizat în următoarele 12 luni,

fiind necesară o colaborare strânsă între Primăria București/RADET și MFE pentru a elabora documentația și planul aferent proiectului de reabilitare în timp util.

Una dintre contribuțiile transmise în cadrul consultării publice propune acoperirea a 30-35% din necesarul de încălzire în regim centralizat din Municipiul București prin utilizarea ca sursă de căldură a acviferului denumit **Geotermalul de București**, prin cel puțin 40 de foraje la peste 1000 m adâncime. Pompele de căldură de capacitate mare într-un astfel de proiect ar asigura concomitent și necesarul de răcire pentru un număr însemnat de clădiri, cu impact direct asupra consumului de energie electrică și a necesarului de putere în perioadele caniculare. Această opțiune ar trebui inclusă în studiile de prefezabilitate și fezabilitate ce privesc modernizarea sistemului de asigurare a agentului termic în regim centralizat în București, pe termen mediu și lung¹².

Prioritizarea în ansamblu a investițiilor în eficiența energetică a mediului rezidențial construit va trebui să ia în considerare și următoarele aspecte:

- costul reabilitării pe unitatea de suprafață – prioritizează apartamentele și, în general, mediul urban;
- energia totală economisită pentru un buget dat, cu impact asupra emisiilor de GES și a securității energetice – prioritizează apartamentele/mediul urban;
- numărul de persoane ce beneficiază de un cost mai redus al încălzirii – prioritizează apartamentele, respectiv economiile la buget prin reducerea costurilor cu ajutoarele la încălzire pentru consumatorii vulnerabili, ce trăiesc în sărăcie energetică;
- combaterea sărăciei energetice pentru persoanele cele mai vulnerabile – prioritizează locuințele unifamiliale/mediul rural.

Este de așteptat ca reducerea cea mai semnificativă a consumului de energie pentru încălzire să fie atinsă prin canalizarea investițiilor către apartamente din mediul urban, unde există capacitatea de a elabora proiecte de reabilitare termică simplă (anvelopare termoizolantă) și, eventual, capacitatea proprietarilor de a cofinanța astfel de proiecte. Efecte conexe pozitive ale acestei alegeri sunt reducerea gradului de sărăcie energetică în mediul urban și creșterea gradului de confort termic. Reducerea cererii de energie are un impact pozitiv inclusiv asupra securității energetice, însă pentru producătorii și distribuitorii de energie termică

¹² Radu Polizu, *Revista Construcțiilor*, iunie 2016

în sistem centralizat reducerea consumului poate crea probleme suplimentare de funcționare a sistemului.

Pe de altă parte, prin prioritizarea unui număr mai mic de locuințe din rândul gospodăriilor cu locuințe unifamiliale din mediul rural sau a locuințelor sociale multifamiliale și cu vechime mare, statul ar putea susține grupuri ale populației vulnerabile și marginalizate social, reducându-și totodată cheltuielile cu ajutoarele de încălzire pentru aceste familii.

Gradul mai mare de dispersie al acestor locuințe, calitatea foarte scăzută a standardelor multora dintre ele și capacitatea redusă de a elabora proiecte de reabilitare termică pentru ele ridică bariere considerabile în implementare. În aceste situații lipsește adesea capacitatea de cofinanțare a beneficiarului, iar măsurile necesare sunt mai complexe decât anveloparea termoizolantă. Se impun înlocuirea instalațiilor de ardere cu altele mai eficiente și, eventual, schimbarea combustibilului folosit cu precădere (adesea, lemn de foc nemarcat).

Situația încălzirii în mediul rural reprezintă, în orice caz, o problemă majoră a sectorului energetic românesc, pentru care sunt necesare soluții viabile și, cât mai curând, proiecte de investiții cu fonduri europene, pentru început măcar cu caracter demonstrativ la nivel de localitate.

Atât pentru clădirile existente, cât și pentru cele noi, îmbunătățirea performanței energetice poate fi susținută și prin realizarea de clădiri inteligente conectate la rețele inteligente, cu control de la distanță sau automat al încălzirii și răcirii, al încălzirii apei, al aparatelor electrocasnice și al iluminatului în funcție de oră și de dată, de umiditate, de temperatura exterioară și de prezența ocupanților.

Este oportună dezvoltarea soluțiilor de cogenerare cu eficiență ridicată, de putere medie și mică, iar acolo unde este cazul, și a soluțiilor de trigenerare (inclusiv răcire). Racordarea la SACET și adaptarea instalațiilor interioare ale marilor spații comerciale și ale clădirilor de birouri poate fi o soluție pentru asigurarea unui segment important al cererii de răcire din marile centre urbane. Pe termen termen lung, alimentarea centralizată cu căldură/frig poate fi un pilon important al îndeplinirii țintelor de eficiență energetică.

Discuțiile din cadrul grupului de lucru au recomandat, de asemenea, dezvoltarea sistemelor de ÎR bazate pe energie geotermală sau pompe de căldură în zonele cu potențial ridicat, respectiv a cazanelor de apă caldă electrice dotate cu sisteme de

acumulare a căldurii ce ar putea utiliza cu precădere energia electrică mai ieftină, produsă în golul de noapte.

A fost recomandată planificarea și inițierea unui program de reabilitare, modernizare sau introducere a sistemelor de alimentare eficientă cu energie termică în zonele cu potențial de cogenerare și de valorificare a SRE. Programul s-ar putea derula pe o perioadă de 6-8 ani, concomitent cu restricționarea utilizării surselor poluante prin politici de taxare nediscriminatorii și standarde minime de eficiență energetică. Astfel, finalizarea programului ar oferi alternative reale în alegerea sursei de încălzire pentru fiecare utilizator, cu reflectarea integrală a costurilor și beneficiilor aferente fiecărui tip de sursă.

O altă sugestie se referă la evaluarea necesarului de energie electrică pe întreg teritoriul național și diminuarea circulației de puteri în rețeaua de transport, prin înființarea de unități noi de cogenerare urbană sau prin dezvoltarea celor existente, pentru o producere distribuită în marile aglomerări urbane. Există și opțiunea investițiilor în noi proiecte de alimentare centralizată cu agent termic, la scară mai mică, moderne și eficiente, inclusiv în mediul rural. Astfel de proiecte ar duce la:

- asigurarea serviciului de climatizare în mod eficient, util și durabil;
- asigurarea *back-up*-ului pentru SRE;
- reducerea pierderilor în rețeaua de transport de electricitate cu până la 30%.

În fine, pentru a spori gradul de sustenabilitate a investițiilor în eficiența energetică, este necesară o evaluare obiectivă a potențialului actual și de perspectivă a SRE, inclusiv deșeurii, respectiv stabilirea după criterii obiective a priorității și etapizării valorificării acestuia.

Propuneri de politici publice

Participanții la grupul de lucru au adus în discuție și recomandări de politici publice pentru îmbunătățirea performanței energetice a mediului construit din România. Un aspect esențial este crearea unui cadru de reglementare stabil, previzibil, transparent și ușor de monitorizat, cu stabilirea unor ținte realiste, ce pot atrage investiții substanțiale. Astfel, este necesară adaptarea legislației și a

reglementărilor în domeniul energiei termice, pentru atragerea investițiilor, în vederea asigurării unui acces extins la serviciul public, cu costuri accesibile:

- Integrarea în reglementările românești a normativelor UE de realizare a clădirilor, cu precădere a standardelor de eficiență energetică;
- Reforma reglementărilor pentru materiale de construcții – transparentizarea pieței materialelor de construcții, pentru facilitarea alegerii acestora pe baza unui raport calitate-preț verificat;
- Încurajarea pieței serviciilor energetice, precum contractele de performanță energetică (de tip ESCO), prin adaptarea legislației de către Ministerul Finanțelor Publice. În prezent există o inițiativă privată la nivel european, „Codul de conduită EPC”, ce stabilește principiile și valorile fundamentale pentru implementarea cu succes, profesionistă și transparentă a contractelor de performanță energetică. Acest cod de conduită este semnat de 13 companii private cu activitate în România;
- Liberalizarea treptată, dar completă a prețului gazului natural, concomitent cu definirea conceptului de consumator vulnerabil, respectiv cu adaptarea și armonizarea legislației primare și secundare la noile condiții de piață;
- Elaborarea unor reglementări privind susținerea sistemelor de alimentare centralizată cu energie termică (SACET) pe un termen scurt, bine definit – o perioadă de tranziție pe parcursul realizării investițiilor de modernizare, pentru a preveni debransarea în masă a consumatorilor;
- Dezbateri publice privind deschiderea pieței energiei termice și a concesiunii serviciului de producere și/sau distribuție a energiei termice în regim centralizat; elaborarea reglementărilor privind eventuale modificări;
- Elaborarea unei scheme noi de susținere a cogenerării, clară și predictibilă, pentru stimularea de investiții în noi instalații de cogenerare, bazate pe criterii obiective, care să evite actualul mecanism de „supracompensare”, ce îi penalizează pe operatorii eficienți;
- Studiu cu privire la eliminarea limitării profitului în activitatea de producere a energiei termice, în condiții de concurență și a realizării unor prețuri sustenabile și accesibile, respectiv ale deschiderii către sectorul privat concurențial a pieței de energie termică; sistemul de distribuție este și rămâne, în acest context, monopol natural, fiind administrat de către autoritățile publice sau, prin concesiune, de către operatori privați;

- Acordarea de facilități fiscale operatorilor sistemelor eficientizate de producere, transport și distribuție a energiei termice, necesare pe fondul impredictibilității producției – spre exemplu, ierni succesive foarte blânde;
- Introducerea posibilității de a eșalona costurile cu încălzirea, în special pentru consumatorii racordați la SACET-uri, pe întreaga perioadă a anului, deși consumul se realizează în special în sezonul rece („tariful binom”);
- Examinarea oportunității de a introduce în legislație prevederi privind plata unei taxe de poluare pentru deținătorii de surse de încălzire poluante, conform principiului „poluatorul plătește”, taxă ce poate fi aplicată pe unitatea de energie consumată; astfel de taxe au sensul de a elimina discriminarea între consumatori;
- Reglementarea modului de racordare la sistemele eficientizate de producere, transport și distribuție a energiei termice existente, a tuturor tipurilor de consumatori de energie termică, din proximitatea acestora;
- Reglementarea nivelului minim de calitate a serviciilor energetice pe bază de indicatori de performanță;
- Îmbunătățirea reglementărilor privind contorizarea energiei termice pentru întreg lanțul de distribuție, de la producere, la transport și distribuție, în paralel cu montarea de robinete termostactice pentru fiecare calorifer;
- Introducerea unor norme conforme cu bunele practici europene de repartizare a consumurilor și costurilor cu energia termică pentru consumatorii din imobilele de tip condominiu;
- Reglementarea standardizată a modului de facturare a consumului de energie termică pentru încălzire, răcire și apă caldă în România, în conformitate cu consumul măsurat la branșamentul consumatorului, măsurat în unități standard de energie – GJ sau MWh.

Asociația Română pentru Promovarea Eficienței Energetice (ARPEE) propune aplicarea unei cote reduse a TVA pentru energia termică, utilizată de consumatorii vulnerabili conectați la SACET, în mod similar practicii din câteva alte state membre ale UE. ARPEE face referire la o modificare de legislație recentă din Franța, considerată a fi relevantă pentru România, ce reglementează obligativitatea conectării la sistemul de încălzire centralizată a tuturor instalațiilor clădirilor noi, sau care fac obiectul unor reparații majore, a instalațiilor industriale și a celor de producere a apei calde cu putere mai mare de 30 kW.

Strategia Energetică poate stabili ținte pentru indicatorul de energie consumată în medie pe unitatea de suprafață, eșalonate în timp, prin măsuri de încurajare a investițiilor în clădiri. De exemplu, până în anul 2020 se poate atinge actualul nivel mediu european de 220 kWh/mp/an, până în 2030 nivelul de 180 kWh/mp/an, iar până în 2050 nivelul de 130 kWh/mp/an (energie finală utilizată). Se pot, de asemenea, stabili ținte pentru raportul mediu între energia primară consumată și energia finală utilizată, pentru a stimula investițiile în eficientizarea lanțului de transport și transformare a energiei.

Propuneri de reforme instituționale

În vederea aplicării și derulării eficiente a Strategiei Energetice în sectorul energiei termice, se impune elaborarea și implementarea unui pachet legislativ, care să aibă în vedere reglementarea statutului patrimoniului și al instituțiilor destinate operării și administrării serviciilor publice, respectiv definirea acestora ca obiective strategice de interes public și local. O serie de modificări reieșite în urma discuțiilor din grupul de lucru sunt prezentate mai jos:

- Integrarea în cadrul unei singure instituții sau autorități naționale a tuturor activităților de reglementare în domeniul energiei și serviciilor conexe;
- Înființarea unui secretariat de stat, cu atribuții exclusive de gestionare a serviciilor publice, inclusiv energia termică și încălzirea populației, precum și monitorizarea și coordonarea aplicării Strategiei pe partea de energie termică;
- Coordonarea la nivel central a monitorizării, controlului, dezvoltării, finanțării și operării sistemelor de alimentare eficientă cu energie termică (ce rămân în proprietatea administrațiilor locale), acestea fiind instrumente politice eficiente de adaptare la modificările climatice;
- Coordonarea la nivel central a monitorizării, controlului, dezvoltării și finanțării sistemelor de cogenerare industrială, ca instrument adecvat de introducere și dezvoltare a metodelor de creștere a eficienței energetice în sistemele tehnologice;
- Integrarea autorităților de reglementare în sectorul utilităților/serviciilor publice (ANRE – Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, ANRSC – Autoritatea Națională de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilități Publice, AMRSP – Autoritatea de Reglementare a

Serviciilor Publice din București) și formarea unui departament special dedicat SACET-urilor, indiferent de tehnologia de producere a energiei termice și de combustibilul utilizat.

Este foarte importantă adaptarea sistemelor de **învățământ energetic** la cerințele pieței, printr-o legătură permanentă între agenții economici din domeniu, Ministerul Energiei și Ministerul Educației Naționale și Cercetării Științifice. Măsurile identificate includ:

- Revigorarea liceelor industriale cu profil energetic;
- Dezvoltarea învățământului profesional pentru profesii care, probabil, vor fi cerute pe piața energiei: electricieni, operatori SRE, electromecanici, automatiști, electroniști etc.
- Armonizarea învățământului superior (licență, masterat, doctorat) cu cerințele agenților economici din domeniu;
- Dezvoltarea învățământului postuniversitar de formare a auditorilor și a managerilor energetici în mod unitar și acreditarea acestora de către ANRE;
- Dezvoltarea formării continue pentru pregătirea specialiștilor din acest domeniu extrem de dinamic.

Guvernanța sectorului energetic

Elemente de context

Conform bunelor practici internaționale, funcția statului de elaborare de politici publice trebuie separată cu claritate de orice funcție de *policy maker* și de rolul de supraveghere a întreprinderilor publice din sectorul energetic, exercitat de stat ca acționar. Această separare, care face parte din recomandările Organizației pentru Cooperare și Dezvoltare Economică (OCDE) de guvernanță corporativă, trebuie să se traducă în măsuri concrete, precum aceea că personalul din cadrul Ministerului Energiei responsabil de elaborarea politicilor publice nu face parte din Consiliile de Administrație (CA) ale întreprinderilor publice subordonate ministerului. Astfel, se va atinge un obiectiv fundamental de guvernanță a sectorului, și anume neutralitatea statului ca elaborator de politici publice față de companiile care activează în piața energiei, indiferent de acționariatul acestora.

În România, **Ordonanța de urgență nr. 109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice** a creat premisele îmbunătățirii practicilor de guvernanță corporativă din sectorul energiei, prin implementarea celor mai bune practici internaționale în domeniu, cu obiectivul final al creșterii performanței sectorului. Companii mari din sectorul energetic, la care statul deține controlul, au implementat majoritatea prevederilor acestui act normativ, cu rezultatul unei profesionalizări a actului managerial și administrativ, al transparentizării deciziilor companiilor și al menținerii unor rezultate operaționale satisfăcătoare. Cu toate acestea, prevederile OUG 109/2011 nu au fost întotdeauna implementate în litera și în spiritul lor – începând cu metoda de selecție a managementului.

Elemente de diagnoză

Statul deține, în prezent, un rol extrem de important în sectorul energetic românesc, atât prin funcția de reglementator, legiuitor și implementator de politici energetice, cât și prin cea de deținător de active în acest sector, atât în segmentele de monopol natural (transportul și distribuția de energie electrică și gaz natural), cât și în segmentele de producție și furnizare. Prin pachetele majoritare și minoritare pe care le deține în majoritatea companiilor mari din sector, statul joacă un rol esențial în piața de energie din România.

Din nefericire, în tranziția către economia de piață, întreprinderile publice din sectorul energetic din România nu au reprezentat întotdeauna o sursă de valoare pentru economia națională și pentru cetățeni. Dimpotrivă, au existat și continuă să existe cazuri în care, prin acumularea de pierderi și arierate, ele au inhibat dezvoltarea sectorului energetic național. Ca deținător de active în sectorul energetic, statul nu a valorificat întotdeauna în mod optim potențialul acestora.

Provocările principale de guvernare din sectorul energetic sunt următoarele:

- Numiri în structurile de conducere ale companiilor (Consiliu de Administrație, conducere executivă, alte posturi cheie în companie) făcute pe criterii de afiliere politică, nu de profesionalism;
- Structurile de conducere ale companiilor din sector supuse presiunilor politice în actul decizional, chiar atunci când au fost selectate cu respectarea OUG 109/2011. Acest fapt a rezultat în demiteri sau demisii anticipate, înainte de terminarea mandatului asumat și în perpetuarea practicii conducerilor interimare;
- Lipsă de transparență în actul decizional și în îndeplinirea indicatorilor de performanță, reflectată inclusiv în opacitatea paginilor de internet ale companiilor din sectorul energetic, ceea ce duce la lipsa de încredere a opiniei publice în conducerea sectorului energetic din România și la suspiciuni de corupție, fraudă și lipsă de integritate;
- Consiliile de administrație nu au suficiente mijloace instituționale de a-și îndeplini rolul de supraveghere și monitorizare a conducerii executive. De exemplu, nu au control asupra numirii și eventualei demiteri a auditorului intern, astfel încât să-și poată fundamenta opiniile pe surse neutre de expertiză;
- Nu există un dialog suficient de deschis și de profesionist între autoritatea tutelară și consiliile de administrație, astfel încât să se găsească punți de legătură între mentalitatea de afaceri, prevalentă în rândul administratorilor profesioniști, și mentalitatea legalist-administrativă, tipică reprezentanților autorității tutelare. Astfel, nu este urmărită consecvent o creștere durabilă a companiei, prin satisfacerea concomitentă a obiectivelor de profitabilitate și eficiență economică și a celor cu caracter strategic;
- Nu există o delimitare clară a responsabilităților la nivelul Adunării Generale a Acționarilor (AGA), al Consiliului de Administrație (CA) și a conducerii

executive. În mod frecvent, decizii operaționale sunt transferate la nivelurile superioare de decizie, în CA sau chiar în AGA, când ele ar trebui asumate de conducerea executivă, conform bunelor practici internaționale. Similar, autoritățile tutelare, prin reprezentanții lor în CA sau în AGA, încearcă să influențeze conducerea de zi cu zi a companiei, prin micro-management;

- Se remarcă o reticență în a încheia contracte și a lua decizii în companiile de stat, pe fondul controalelor Curții de Conturi, percepute uneori ca având motivații politice. Astfel, sunt slăbite structurile legitime de supraveghere și control (consiliu de administrație, consiliu de supraveghere);
- Criteriile de performanță pentru membrii consiliilor de administrație și cele pentru directorii companiilor de stat din sector nu sunt întotdeauna cele mai relevante; există o suprapunere între obiectivele de performanță ale executivilor și neexecutivilor, contrară bunelor practici internaționale;
- Din cauza unui mecanism birocratic prea complex în stabilirea și aprobarea bugetelor companiilor, acestea sunt adoptate cu întârzieri mari și cu multe interferențe rigide în actul de planificare bugetară, ceea ce duce la dezavantaje pentru companiile cu capital majoritar de stat față de concurenții lor privați. În unele cazuri, autoritățile tutelare au impus companiilor proiecte de investiții nefundamentate din punct de vedere economic;
- Lipsa mecanismelor de control intern și fapte de corupție au dus la achiziții și alte contracte comerciale în defavoarea companiei;
- Autoritățile tutelare nu dispun de mecanisme eficiente de monitorizare a performanței companiilor de stat și de implementare a OUG 109/2011.

Cu toate acestea, există mecanisme instituționale prin care statul român poate avea un rol constructiv în sectorul energetic, nu doar prin funcția de reglementare, ci și ca acționar minoritar sau majoritar în companii din sector. Statul nu este, în mod inevitabil, un slab administrator. Prin adoptarea celor mai bune practici internaționale de guvernare, el poate deveni un acționar eficient și responsabil, creând, prin participațiile deținute în sectorul energetic, valoare adăugată în întreaga economie.

Un principiu de bază, menționat mai sus, este separarea fără echivoc a rolului statului de **reglementator** și *policy maker*, pe de o parte, de cel de **acționar** în companii din sector, pe de altă parte. Ca reglementator, statul are, de exemplu, rolul central în promovarea schemelor de sprijin – schema de sprijin pentru

energiile regenerabile, bonusul de cogenerare etc. – dar și în verificarea implementării investițiilor realizate prin intermediul lor. În îndeplinirea rolului de reglementator, statul nu trebuie să favorizeze în niciun fel companiile pe care le controlează.

De asemenea, pentru a evita discriminarea în defavoarea statului, trebuie elaborat cadrul care să permită dezvoltarea întreprinderilor în condiții de egală oportunitate, pentru atingerea numitorului comun: profitul, cu respectarea celor mai bune practici internaționale de guvernare corporativă, responsabilitate socială și protecție a mediului. A pune în permanență acționarul stat într-o poziție diferită față de cel privat duce la pierderea de credibilitate. Legislația este comună pentru toate companiile din România, indiferent de natura capitalului acestora (Legea 31/1990), iar aplicarea ei trebuie să fie nediscriminatorie.

Odată stabilit acest principiu, pot fi avute în vedere diferite modalități eficiente și echitabile de organizare și gestionare a activelor deținute de către statul român în sectorul energetic, cu respectarea obligațiilor de serviciu public și asigurarea unui grad ridicat de securitate energetică.

Statul român ca deținător de active în sectorul energetic

Există rațiuni economice, sociale (de serviciu public), structurale și de siguranță națională pentru deținerea de către stat de participații în domeniul energiei. Astfel, statul trebuie să mențină pe întreg orizontul de timp al strategiei (cel puțin până în anul 2030), pachetul de control în companiile ce funcționează ca monopol natural în transportul de gaz natural și de energie electrică, respectiv pe lanțul valoric al sectorului nuclear.

În măsura în care condițiile de piață devin favorabile, statul poate valorifica pachete de acțiuni în companiile cu activitate de producție, distribuție sau de furnizare, respectiv din industria petrolului și gazelor, prin intermediul pieței de capital. Instrumentul adecvat în acest sens este listarea de pachete de acțiuni pe piața românească de capital; listările duale pot fi oportune atunci când valoarea potențială a ofertei este suficient de mare pentru a justifica interesul marilor investitori internaționali.

În orizontul anului 2030, este justificată menținerea unor participații substanțiale ale statului în segmentele de producție și de distribuție de energie electrică și de

gaz natural. Eventualele procese de privatizare trebuie să țină cont de nevoile de investiții ale companiilor și să nu fie făcute exclusiv pentru încasări bugetare de moment. În acest sens, proiecte noi de amploare în sectorul energetic pot fi realizate prin parteneriate public-private (PPP), pe fondul clarificării legislației în domeniu. Desigur, acest principiu nu implică ridicarea de bariere în calea investițiilor integral private în activități de producție și de distribuție, acolo unde există deja operatori privați; dimpotrivă, statul român trebuie să le încurajeze printr-un cadru legislativ stabil, predictibil și stimulat, care să contribuie la realizarea obiectivelor strategice.

Succesul unor privatizări din sectorul energetic românesc ține de instituirea unui cadru de reglementare specific, precum și de adoptarea de către acționarii privați a unor principii și practici corecte de guvernare corporativă. Investițiile realizate de companiile privatizate în ultimii 15 ani în sectorul energetic au contribuit la creșterea securității energetice interne și externe a României. Există însă cazuri de companii profitabile unde atât planificarea, cât și execuția bugetelor de investiții pot fi mai ambițioase. La nivelul Consiliilor de Administrație sunt necesare evaluări ale proiectelor de investiții deja derulate, cu informarea acționarilor.

Guvernanța corporativă a companiilor de stat din sectorul energetic

Profesionalizarea și depolitizarea numirilor în conducerile companiilor controlate de stat constituie, în special în sectorul energetic, imperative strategice. Profesioniștii pot îmbunătăți calitatea actului managerial și supravegherea companiilor, pot introduce în companii sisteme moderne de control intern și de gestionare a riscului, pot crește transparența managementului și pot iniția și susține procese de eficientizare a activității companiei.

Statul trebuie să se asigure că procesul de selecție a profesioniștilor este cât se poate de transparent, cu o publicare detaliată a criteriilor de selecție și a rezultatelor intermediare și finale, conform legislației în vigoare privind guvernarea corporativă. Autoritățile tutelare trebuie asistate în acest proces de companii specializate în recrutarea de manageri, companii selectate la rândul lor pe baza celui mai bun raport între calitatea și prețul serviciilor oferite, nu exclusiv prin prețul cel mai scăzut.

Rolul Adunării Generale a Acționarilor (AGA)

Ca deținător de active în sectorul energetic, statul trebuie să urmărească obiective specifice oricărui acționar: maximizarea valorii activului și a profitului (respectiv, reducerea pierderilor). Dar imperativul profitabilității nu se reduce la maximizarea profiturilor pe termen scurt. Companiile din sectorul energetic la care statul este acționar trebuie să deruleze **programe sustenabile de investiții**, în vederea dezvoltării activității lor pe termen lung. Investițiile trebuie să țină cont de principiul de eficiență și eficacitate, pe bază de analize cost-beneficiu, cu respectarea principiilor de responsabilitate socială și de protecție a mediului.

Statul își va urmări obiectivele strategice la nivelul AGA, fără a influența în mod ilegal proprii reprezentanți în Consiliile de Administrație (CA). Astfel, statul va negocia cu administratorii companiei **indicatori de performanță**, care vor viza atât obiective de performanță economică și financiară, cât și obiective non-financiare privind investițiile și elementele de siguranță în operare, de protecție a mediului, de satisfacție a consumatorului, de menținere a nivelurilor de producție etc.

Deciziile luate în AGA trebuie mereu să fie în interesul companiei. În absența unor raționamente de piață competitivă, companiile nu trebuie să facă investiții pentru a sprijini alte politici guvernamentale, precum stimularea dezvoltării economice locale, ocupare a forței de muncă etc. Obiectivele de politică industrială, de dezvoltare regională sau de promovare a anumitor tehnologii pot fi urmărite de stat numai din perspectiva de *policy maker* și de reglementator, nu din cea de acționar, prin instrumente precum stimulente și facilități fiscale, disponibile în egală măsură companiilor cu capital de stat și investitorilor privați.

Așteptările statului privind **politica de dividend** trebuie stabilite pentru fiecare companie în parte. Politica de dividend trebuie să fie predictibilă, prin așteptări ale statului pe un orizont de timp mediu și lung.

Este important ca frecvența întrunirilor AGA să fie redusă la minimum necesar, potrivit bunelor practici internaționale, evitându-se luarea deciziilor operaționale la nivelul AGA. Prin legislație, dar și la nivelul fiecărei companii în parte, prin acte constitutive, trebuie clarificate atribuțiile diferitelor niveluri de decizie. În prezent, companiile din sectorul energetic sunt conduse prea mult prin intermediul AGA și prea puțin prin cel al CA. În spiritul bunei guvernante corporative, AGA trebuie să ia numai deciziile macroeconomice (aprobarea situațiilor financiare, numirea

auditorului etc.), asupra bugetului, privitoare la schimbările de capital, respectiv să aprobe achiziții de peste un anumit nivel. Restul atribuțiilor aparțin CA-ului.

Rolul Consiliului de Administrație (CA)

CA este principalul organ decizional al întreprinderii publice. Conform legislației în vigoare și bunelor practici internaționale, este esențial ca membrii CA să fie selectați în mod profesionist și transparent, pe criterii de merit. Pe de o parte, statul are obiective strategice în domeniul energetic; pe de altă parte, rolul CA (inclusiv al reprezentanților statului) este să acționeze urmând interesul specific al companiei.

CA numește, supraveghează și exercită controlul asupra activității generale a companiei și a conducerii executive (execuția bugetară, aprobări de cheltuieli sub o anumită limită, etc.) și evaluează strategia propusă de conducerea executivă, oferind îndrumare. Totodată, elaborează planul de administrare al întreprinderii publice, care este validat și aprobat de către AGA.

CA trebuie întărit, responsabilizat și încurajat să supravegheze compania de pe o poziție de independență și profesionalism. Trebuie blocată cu fermitate orice tentativă de politizare în numirea administratorilor și a modului în care aceștia iau deciziile. Membrii CA-urilor companiilor din sectorul energetic, inclusiv cei numiți ca reprezentanți ai statului, nu vor primi instrucțiuni de la conducătorii autorităților tutelare sau de la alți actori politici sau administrativi și nu vor reprezenta alte interese decât cele ale companiei.

Valoarea pe care acești membri o aduc CA-ului ține de experiența profesională a fiecăruia, inclusiv de cea din administrația publică, însă nu de poziția lor curentă ca angajați ai autorității tutelare (în departamente strict separate de cele care au responsabilități cu privire la politicile publice). Ei vor clarifica, în cadrul structurii colegiale reprezentate de CA, prin prisma propriei experiențe, obiectivele strategice ale statului în domeniul energetic, politicile urmărite de guvern sau la nivel european, astfel încât deciziile să țină seama de contextul economic și politic și de tendințele de organizare și gestionare a sectorului trasate de guvern.

Majoritatea membrilor CA, atât la regiile autonome din sectorul energetic, cât și la societățile comerciale, trebuie să fie neexecutivi și independenți. CA (și cu atât mai mult Consiliul de Supraveghere, în cazul întreprinderilor administrate în sistem

dualist) este structura de monitorizare la nivelul companiei, iar președintele său nu trebuie numit și în rândul executivului companiei. Altminteri apare o asimetrie informațională și posibilitatea de coluziune, dacă aceeași persoană îndeplinește rol dublu: membru al CA și director.

Nivelul dividendului va fi decis în CA, ținând cont de faptul că întreprinderile publice din sectorul energiei sunt unii dintre cei mai importanți investitori în economie, investițiile lor fiind adesea cruciale pentru operarea în condiții de siguranță a unor servicii publice esențiale.

De asemenea, chiar în cadrul companiilor în care statul este acționar majoritar, aranjamentele de guvernanță trebuie să garanteze protecția acționarilor minoritari. În relația dintre autoritatea tutelară și conducerea companiilor energetice în care statul deține pachete majoritare, trebuie respectat **principiul tratamentului egal al tuturor acționarilor**. În practică, acest principiu va sta la baza relației dintre autoritatea tutelară și întreprinderea publică, reprezentată în principal de CA, și va conferi transparență tuturor fluxurilor de comunicare.

Scrisoarea de așteptări

Față de fiecare companie la care este acționar majoritar, statul va elabora **scrisori de așteptări**. Aceste documente creionează așteptările generale pe care le are statul de la compania în cauză, pe un orizont de timp cel puțin egal cu durata unui mandat al CA. Pentru o gestiune sustenabilă, cu viziune pe termen lung, a întreprinderilor de stat, scrisoarea de așteptări ar trebui să cuprindă viziunea de dezvoltare pentru o perioadă de 7-10 ani. Conținutul așteptărilor este atât cel de perspectivă financiară, cât și cu privire la îndeplinirea unor obligații de serviciu public, la investițiile de capital așteptate, la distribuția de dividende, precum și la politica de integritate și etică în afaceri a companiei.

Obiectivele generale stabilite prin scrisorile de așteptări vor fi declinate în **criterii de performanță** specifice în planurile de administrare negociate de conducerea companiei cu autoritatea tutelară. Vor exista obiective de performanță diferite pentru CA și pentru conducerea executivă a companiei. Indicatori de performanță identici pentru cele două niveluri de conducere, a căror îndeplinire aduce bonusuri de performanță, pot duce la colaborare ilicită între ele, în vederea îndeplinirii facile a țintelor stabilite.

Auditurile și activități de control

Controalele și auditurile sunt elemente esențiale ale bunei guvernante. Există însă indicii că numărul excesiv de audituri și controale, precum și suprapunerea lor, împovărează în mod inutil companiile de stat, fără a aduce beneficii reale, ci doar contribuie la perpetuarea unei culturi a neasumării deciziilor.

Companiile listate trebuie să se supună acelorași controale ca orice altă societate comercială. Este necesar ca instituțiile statului cu atribuții de control să-și coordoneze planurile de audit, astfel încât o companie să nu fie controlată simultan de instituții diferite, în detrimentul activității operaționale. Echipele de control trebuie să aibă o pregătire minimă în domeniul energiei și în mediul operațional al companiei auditate și trebuie să respecte standardele internaționale de audit ale Organizației Internaționale a Instituțiilor Supreme de Audit (INTOSAI). Este importantă realizarea unui cod etic de audit și control.

Gestionarea obligațiilor de serviciu public

Tema **subvențiilor** oferite companiilor din sectorul energetic reprezintă un subiect sensibil pentru opinia publică, fiind necesară o mai mare transparență asupra costurilor reale pentru societate, ca urmare a îndeplinirii **obligațiilor de serviciu public** (continuitatea serviciului de furnizare etc.) de către companiile din sectorul energetic – atât cele de stat, cât și cele cu capital privat.

Autoritățile publice tutelare (Ministerul Energiei, Ministerul Economiei), în calitate de acționari în întreprinderi publice, trebuie să evidențieze în rapoarte anuale cu privire la guvernanta corporativă tipurile de obligații de serviciu public pe care le duc la îndeplinire companiile aflate în subordine, impactul lor asupra sectoarelor de activitate în care operează, precum și un calcul cât mai realist al costurilor acestor obligații. Ceea ce se produce, vinde sau cumpără de către companii de stat la prețuri sub sau mult peste nivelul pieței ar trebui să fie monitorizat cu deosebită atenție de către autoritatea tutelară.

Întreprinderile publice cu obligații de serviciu public vor primi justă compensare pentru costurile impuse de realizarea acestor obligații, același principiu fiind valabil pentru companiile deținute de către investitori privați.

Bugetul companiilor de stat din sectorul energetic

Ministerul Finanțelor Publice, Ministerul Energiei și Ministerul Economiei (cele din urmă ca autorități tutelare ale diverselor întreprinderi publice din sectorul energetic) sunt implicate în procesul de aprobare a bugetelor la companiile din sector. Începând cu cele listate și continuând cu toate celelalte companii controlate de stat, ministerele ar trebui să renunțe la aceste atribuții. Procesul de adoptare a bugetelor companiilor din sectorul energetic trebuie **simplificat și raționalizat**, astfel încât să fie aliniat cu cele mai bune practici internaționale. Pe termen lung, bugetele ar trebui aprobate doar de CA și revizuite de AGA. Pe termen scurt, bugetele companiilor din sectorul energetic nu trebuie să mai fie aprobate prin Hotărâre de Guvern (HG), ci prin Ordin Comun al Ministrului autorității tutelare și al Ministrului Finanțelor Publice.

De asemenea, trebuie redus numărul de linii bugetare transmise spre aprobare, prin simplificare și comasare de linii, concentrarea bugetului urmând să se facă pe elemente esențiale. O soluție ar fi stabilirea unui randament al performanței activelor, ca parametru global de eficiență. În acest fel, ar scădea implicarea altor instituții, pe lângă organele de conducere ale respectivelor companii de stat, în elaborarea și aprobarea bugetelor.

Totodată, organele de conducere trebuie să prezinte rapoarte de monitorizare ale investițiilor și ale execuției bugetare, care trebuie asumate de administratorii companiilor. Autoritățile tutelare vor lua act de aceste rapoarte și, la rândul lor, le vor prezenta la nivelul Guvernului și Parlamentului, cel din urmă având posibilitatea de a le analiza și dezbate, fără însă a le supune votului. Pe termen lung, este necesară implementarea sistemelor de management informatic, capabile să monitorizeze performanța sistemelor de buget.

Recomandări cu privire la organizarea participațiilor statului

Un obiectiv strategic al organizării participațiilor statului în economie este exercitarea eficientă a dreptului de proprietar al statului în relație cu companiile de stat. Descentralizarea excesivă a atribuțiilor de deținător de active, cu distribuirea arbitrară sau din considerente politice a participațiilor din fiecare sector către diferite ministere și agenții riscă să accentueze neasumarea răspunderii și fragmentarea datelor cu privire la performanța întreprinderilor.

Modurile de administrare unitar, descentralizat și dualist

Guvernanța corporativă a companiilor de stat din sectorul energetic dă rezultate numai prin separarea și echilibrarea între atribuțiile și prerogativele CA (sau CS) și cele ale conducerii executive. În funcție de dimensiunea societății și de alte aspecte ce țin de poziția ei în piețele de energie, se poate opta pentru sistemul de administrare dualist sau pentru cel unitar.

Potrivit OCDE (2005), modelul cel mai potrivit de administrare a participațiilor statului în economie este cel unitar, în care toate participațiile statului sunt gestionate de o singură instituție. Riscurile acestei abordări, accentuate în sisteme politice și de guvernanță insuficient de mature, țin mai cu seamă de expunerea unei asemenea concentrări de capital, acțiuni și active la discreția intereselor de termen scurt ale unui guvern politic sau altul, sau a unor grupuri de interese. Prin contrast, avantajele **modelului de administrare unitar** sunt:

- Cadru integrat de monitorizare a performanței manageriale;
- Cadru unitar de selecție și stabilire a remunerațiilor CA;
- Facilitarea stabilirii unor grupuri de expertiză transsectoriale;
- Autonomie instituțională, ce facilitează separarea rolurilor statului în economie: acționar vs. *policy maker* și reglementator.

În modelul descentralizat de gestionare, statul își controlează participațiile prin diferite ministere, agenții sau unități administrativ-teritoriale de nivel local sau regional, distincte din punct de vedere instituțional. **Modelele duale** adaugă acestei descentralizări o dimensiune integratoare, prin rolul special al unui minister, însărcinat cu uniformizarea practicilor de guvernanță corporativă și cu monitorizarea performanței întreprinderilor. De regulă, ca și în cazul României, acesta este Ministerul de Finanțe.

În concluzie, trebuie avute în vedere modalități echitabile de administrare centralizată a activelor deținute de stat în sectorul energetic. Pe baza discuțiilor din cadrul sesiunii de lucru, se disting două astfel de modalități alternative principale.

Administrarea centralizată a participațiilor de către Ministerul Energiei

Una dintre soluțiile de organizare a participațiilor statului din sectorul energetic constă în întărirea capacității de administrare și profesionalizarea departamentului de specialitate din cadrul Ministerului Energiei, cu accent pe bunele practici de guvernare corporativă. Acest departament ar trebui, în acest caz, să reprezinte o structură distinctă, responsabilă cu administrarea participațiilor statului, respectiv cu implementarea și monitorizarea guvernării corporative în întreprinderile publice din sectorul energetic. Personalul acestei structuri trebuie să fie diferit de cel al restului ministerului, localizat separat, fiind exclus din procesul de elaborare a politicilor publice și a inițiativelor legislative în domeniul energiei.

Dacă unele companii, precum operatorii de sistem ce îndeplinesc funcții de monopol natural (rețelele de transmisie și distribuție pentru energie electrică și gaz natural) ar fi în proprietatea unei alte entități decât Ministerul Energiei, spre a asigura la nivel maximal conformarea la legislația europeană cu privire la *unbundling*, restul participațiilor statului în sectorul energetic ar trebui reunite în cadrul departamentului de specialitate al Ministerului Energiei. Este vorba despre activele deținute în companii cu obiecte de activitate precum: producție de țiței și gaz natural, rafinare, stocare și distribuție a carburanților, înmagazinare a gazului natural, producție de energie electrică, lanțul de producere a combustibilului nuclear etc. Companiile locale de utilități rămân în proprietatea autorităților locale, inclusiv activități de producție și distribuție a agentului termic în cogenerare.

Administrarea centralizată a participațiilor în cadrul unui fond suveran

Pe termen lung, o opțiune strategică alternativă poate fi **centralizarea tuturor participațiilor statului în sectorul energetic** – pachete majoritare sau minoritare, cu excepția activităților de monopol natural. Ca abordare practică, poate fi constituit un fond suveran pentru administrarea companiilor, condus de profesioniști în mod similar cu administrarea fondurilor internaționale de investiții, cu obiective clare în ceea ce privește randamentul participațiilor deținute.

O astfel de structură necesită o atenție deosebită în organizare, existând un risc de captură politică și de lipsă de capacitate de implementare. Adoptarea scrupuloasă a celor mai bune practici ar fi, în această variantă, de importanță decisivă.

Recomandări cu privire la organizarea instituțională

Sectorul energetic este complex și interdisciplinar, necesitând mecanisme de colaborare și coordonare interinstituțională funcționale și eficiente. Politica energetică se intersectează cu numeroase alte politici și sfere de activitate, precum politicile industriale, sociale, climatice, de locuire și fiscal-bugetare. Deși legislația primară clarifică rolurile și responsabilitățile actorilor din sistem cu privire la diferite segmente și subsegmente ale politicii energetice, conferind Ministerului Energiei rolul fundamental al elaborării viziunii strategice asupra dezvoltării sectorului energetic, practica arată că, atunci când se impune reglementarea unor chestiuni specifice, colaborarea și coordonarea actorilor implicați nu este optimă.

Capacitatea de colaborare instituțională la nivelul executivului

Este importantă o mai bună coordonare între instituțiile responsabile de politicile energetice și cele responsabile de politicile climatice, cu opțiunea unei unificări a acestora prin armonizare cu cadrul instituțional european.

Totodată, ținând cont de complexitatea domeniului, crearea unei structuri instituționale inovative – un **task force interinstituțional**, care să armonizeze continuu fluxul informațional pe orizontală cu cel pe verticală – ar putea remedia sincopel din elaborarea și implementarea politicilor energetice. Un astfel de *task force* ar putea susține sinergia dintre Ministerul Energiei, Ministerul Economiei, Ministerul Dezvoltării Regionale și Ministerul Fondurilor Europene. În funcție de problematica abordată, trebuie luată în considerare participarea altor instituții, precum Ministerul Mediului, Ministerul Finanțelor, Ministerul Justiției și a agențiilor de reglementare. Este de preferat o **abordare de tip *project management***, ce permite arhitecturi instituționale flexibile.

În particular, se impune o mai bună corelare a competențelor interministeriale în proiecte complexe de acte normative în sectorul energetic. Un exemplu recent este propunerea de către Ministerul Finanțelor Publice a unei noi scheme de impozitare a segmentului de producție în industria petrolului și gazului natural. Luată în mod adecvat în considerare, competența experților din Ministerul Energiei ar fi putut contribui la o mai bună reflectare a specificului activității din domeniul petrolier în respectiva schiță de proiect de act normativ.

La nivel general, rolul statului trebuie să fie de **integrator de politici, elaborator de strategii și reglementator** al cadrului de funcționare a Sistemului Energetic Național. Ministerul Energiei și Ministerul Afacerilor Externe au un rol important în alinierea cu politicile și reglementările UE, prin susținerea unei perspective ancorate în constrângerile și realitățile sectorului energetic național în mecanismul decizional european. Este importantă pregătirea susținerii poziției României, astfel încât participarea la reuniuni formale și informale ale Consiliului UE în domeniul energiei să poată fi fructificată în dezvoltarea politicii energetice naționale.

Nu în ultimul rând, mandatele de negocieri pentru Consiliul European trebuie să țină seama de punctele de vedere ale tuturor părților interesate la nivel național, iar consultările cu acestea ar trebui demarate încă din faza negocierilor incipiente ale propunerilor legislative și de politici publice elaborate de Comisia Europeană.

Calitate și gradul de coordonare în activitatea de reglementare

Independența instituțiilor de reglementare trebuie suplimentată cu o mai mare predictibilitate și stabilitate a actului de reglementare. O reformă organizațională ar putea duce la externalizarea de către ANRE a activităților de autorizare, mari consumatoare de timp și resurse. ANRE ar putea astfel să se concentreze pe activitatea de monitorizare și pe asigurarea stabilității cadrului de reglementare.

Apreciind drept pozitivă reforma instituțională realizată în ultimii ani la nivelul ANRE, și ANRM ar trebui să traverseze un proces similar, inclusiv prin conferirea unui caracter autonom și independent. Pentru ANRM ar fi nevoie nu doar de actualizarea legislației primare din domeniul resurselor minerale, pentru a se ține cont de cele mai recente dezvoltări din sector, ci și de actualizarea reglementărilor secundare în domeniul resurselor naturale. Un astfel de proces presupune o îmbunătățire a capacității instituționale a ANRM, inclusiv o redimensionare a resurselor umane de care dispune.

Totodată, este necesară o mai bună alocare a competențelor între agențiile de reglementare. Un exemplu îl reprezintă actualul mecanism de stabilire a tarifării în funcție de volumul de apă uzinată. În mod normal, ANRM ar trebui să impună o redevență pe apa uzinată printr-un mecanism asemănător gestionării celorlalte tipuri de resurse minerale. În prezent, în România este însă percepută o taxă instituită de Administrația Națională Apele Române, la un nivel împovărător pentru producătorii de energie electrică.

Deficiențe ale cadrului instituțional actual

Două arii de politică energetică inadecvat acoperite de actualul aranjament instituțional din sectorul energetic sunt securitatea energetică și aspectele ce țin de protecție socială și de sărăcie energetică.

Securitatea energetică se află la intersecția dintre politica externă, politica de securitate și de apărare și politica energetică propriu-zisă, fiind influențată și de aspectele ce țin de mentenanța și de regimul investițional al operatorilor naționali de transport și de sistem. În contextul în care politicile europene acordă o importanță tot mai mare securității energetice, este necesar ca și România să își actualizeze cadrul instituțional, cu accent pe trasarea de responsabilități clare în privința evaluării continue, pe bază de date furnizate în timp real, a amenințărilor la adresa securității energetice.

Clarificarea conceptelor de **sărăcie energetică** și **vulnerabilitate a consumatorului** trebuie asumată de instituțiile statului printr-o colaborare mult mai susținută a actorilor instituționali (agenții, ministere) responsabili de diferitele aspecte sociale ale consumului de energie. Trebuie corelate resursele aflate la dispoziția consumatorilor vulnerabili (rezultate din impozite și din alte mecanisme de transferuri sociale) cu mecanismele de susținere a lor, astfel încât să fie diminuat riscul permanentizării sărăciei energetice. O colaborare instituțională mai avansată ar permite reevaluarea actualului sistem de subvenții în sectorul energetic, care în prezent cauzează ineficiențe și inechități (vezi cazul SACET-urilor și a încălzirii centralizate) și nu întotdeauna selectează în mod optim consumatorii care au nevoie de asistență.

Reforma instituțională pentru eficientizare presupune instituirea de reguli pentru a reduce comportamentul discreționar al autorităților. Acesta trebuie să fie un obiectiv strategic al reformei de organizare a sectorului energetic.

Recomandări cu privire la calitatea actului administrativ

Pași către mai multă transparență și integritate în sectorul energetic

Dincolo de actualele prevederi legale de transparență – privind publicarea declarațiilor de avere și de interese, publicarea anunțurilor de recrutare, desfășurarea de achiziții prin proceduri de achiziție publică – sunt necesare și alte mecanisme de promovare a **integrității** și de combatere a corupției în sectorul

energetic românesc. Acest obiectiv trebuie urmărit atât la nivelul autorităților publice, cât și la nivelul companiilor în care statul este acționar. Trebuie dezvoltate și implementate mecanisme precum sistemul avertizorilor de integritate, publicarea de rapoarte periodice asupra achizițiilor efectuate (indiferent dacă sunt făcute direct sau prin atribuire concurențială) și a tuturor sponsorizărilor acordate, precum și publicarea integrală a minutelor consultărilor publice.

De mare importanță este eliminarea **conflictelor de interese**, atât la nivelul autorităților cu atribuții în domeniul energetic, cât și la nivelul companiilor publice din sector. În acest sens, este necesară o cooperare strânsă între autoritățile din sectorul energetic și Agenția Națională de Integritate (ANI). Trebuie elaborat un mecanism de penalități pentru neconformarea la prevederile legale privind conflictul de interese, precum și un mecanism de avertizare timpurie privind astfel de cazuri. De asemenea, este necesară întărirea capacității instituțiilor cu atribuții în domeniul energiei, inclusiv cu ajutorul ANI, în verificarea *ex-ante* a conflictului de interese în cadrul proceselor de atribuire a contractelor de achiziții publice.

Notând angajamentele României în domeniul agendei digitale și apartenența României la parteneriatul pentru o guvernare deschisă, este necesar un înalt nivel de **transparență** în sectorul energetic, prin publicarea de rapoarte instituționale de activitate în cele mai importante instituții cu responsabilități în domeniul energiei. Ar trebui să fie disponibile și date în format deschis referitoare atât la organizarea ministerelor de resort (planificare și execuție bugetară, organigramă, rezumatul celor mai importante întâlniri bilaterale, planuri strategice etc.), cât și la performanțele întreprinderilor publice din sector. Spre exemplu, este oportună publicarea tuturor contractelor semnate de către întreprinderea publică sau regia autonomă din sectorul energetic, ce nu afectează secretul de serviciu ori de afaceri, sau a anumitor părți ale acestor contracte: obiect, valoare etc. Documentele publicate trebuie să sublinieze gradul de îndeplinire a țintelor asumate public (din programul de guvernare, din planificarea legislativă anuală, din scrisorile de așteptări sau din planurile de administrare, etc).

Cu respectarea secretului comercial și a celor „de stat”, definite prin legislație, întreprinderile de stat din sectorul energiei ar trebui să publice, conform unui calendar de raportare, rapoarte trimestriale și anuale la un nivel apropiat de detaliu cu cel al întreprinderilor listate la bursă.

Calitatea procesului de consultare a părților interesate

Un obiectiv esențial al reformării organizării instituționale a sectorului energetic este **asigurarea stabilității și predictibilității cadrului legislativ**, atât la nivelul legislației primare (perspectivă din care este de dorit îmbunătățirea comunicării dintre legislativ și executiv și fundamentarea propunerilor legislativului pe baza **analizei de impact** derulate de către executiv cu privire la măsurile propuse, înainte de implementarea lor), cât și la nivelul legislației secundare din aria de atribuții a agențiilor de reglementare.

Unul dintre riscurile cheie din sectorul energetic românesc este așa-numitul **risc de reglementare**, asociat schimbărilor frecvente ale cadrului legislativ și reflectat în nesiguranța indusă în rândul publicului și al mediului de afaceri. Îmbunătățirea modului în care sunt gestionate procesele de consultare publică este un mijloc important prin care riscul de reglementare poate fi contracarat. Prin respectarea legislației privind consultarea publică se asigură transparentizarea administrației publice, inclusiv a instituțiilor responsabile în sectorul energetic.

Procedura de consultare publică trebuie guvernată de un standard de eficiență, standard ce va întruni elemente legate de durata perioadei de consultare în funcție de actul normativ supus consultării publice (ideal, 30 de zile), recunoașterea publică a punctelor de vedere primite, după caz, publicarea acestora, precum și oferirea unor justificări pertinente pentru acceptarea, respectiv respingerea sugestiilor primite. Documentele rezultate în urma consultării publice vor fi puse la dispoziția publicului larg pe *site*-urile autorităților ce derulează aceste procese.

Comunicarea între instituțiile publice și societate (societatea civilă, părțile interesate, comunitățile locale) trebuie organizată pe premise de integritate și transparență deplină, astfel încât să crească gradul de încredere publică în deciziile autorităților statului cu privire la proiecte energetice controversate. În domeniul energiei, **acceptabilitatea publică** a politicilor și proiectelor este esențială. Acceptabilitatea publică presupune o comunicare adecvată bazată pe date concrete, cu privire la diferite proiecte și inițiative în sectorul energetic.

Capitalul uman – gradul de pregătire și motivare a personalului

Sectorul energetic impune ca angajații din ministerele și agențiile de resort să aibă un **set complex de abilități profesionale**, atât cunoștințe tehnice din diferite

domenii, cât și cunoștințe aplicate de management public și de elaborare a politicilor publice. Orice decizie în sectorul energetic trebuie luată în baza unei analize cost-beneficiu. Nu există însă în prezent suficienți angajați specializați, care să realizeze analize de impact la nivelul ministerelor.

De aceea, este necesară **întărirea capacității administrative** a ministerelor cu atribuții în domeniul energiei, precum și a autorităților de reglementare, pentru a putea derula analize de impact pentru cele mai importante modificări legislative propuse sau pentru diverse alte inițiative în domeniul energiei – de exemplu, proiecte de investiții. Prin urmare, trebuie întărită competența de analiză economică în vederea elaborării deciziilor la nivelul autorităților. Totodată, trebuie diferențiat între **funcționarul public**, care poate realiza activități administrative similare în orice structură instituțională, și **personalul specializat**, care trebuie retribuit separat, ca personal contractual.

Lipsește, de asemenea, personalul specializat, care poate realiza acte administrative de sinteză și strategie la nivelul autorităților. **Eliminarea disfuncționalităților din sistemul de salarizare**, la nivelul întregului corp al funcționarilor publici, prin crearea unui cadru de salarizare uniform, ar contribui la atragerea de personal specializat, în special în Ministerul Energiei. În prezent, grilele de salarizare inadecvate fac foarte dificilă profesionalizarea actului administrativ în sectorul energetic. Analize cost-beneficiu, analize de impact, analize complexe multidisciplinare, de politici publice, prognoze și estimări, vizualizare de date – sunt doar câteva dintre instrumentele necesare la nivelul ministerelor, în vederea îmbunătățirii calității actului administrativ.

Pe termen lung, este importantă implementarea unui **sistem de măsurare al performanței administrației publice**, precum și a unui sistem de retribuire diferențiat, în funcție de performanțe. Asumarea responsabilității trebuie sprijinită prin investiții în învățarea continuă și în dezvoltarea profesională a funcționarilor publici, corelate cu un sistem corespunzător de motivare financiară.

Problema **calității capitalului uman** este deosebit de importantă și de actualitate și cu privire la asigurarea unui nivel înalt de expertiză și a continuității pe termen lung a acestuia pentru sectorul energetic în ansamblu, inclusiv în companiile din sector cu capital atât de stat, cât și privat. Această temă nu a fost abordată în detaliu în cadrul sesiunilor de lucru, însă ea se va regăsi în cadrul raportului final integrat de analiză calitativă ce va conferi baza Strategiei Energetice a României.

Securitate și diplomație energetică

Securitatea energetică

Securitatea energetică este unul dintre obiectivele fundamentale de strategie energetică ale României, alături de competitivitatea economică a sectorului energetic și de protecția mediului înconjurător și atenuarea schimbărilor climatice. Definită prin capacitatea unui stat de a-și asigura necesarul de importuri energetice în mod neîntrerupt și la prețuri accesibile, securitatea energetică este o preocupare de prim ordin a țărilor Europei de Sud-Est (SEE), din care face parte și România, dat fiind caracterul cvasi-monopolist al pieței de gaz natural în regiune.

Securitatea energetică a Uniunii Europene

Securitatea energetică a devenit o preocupare politică a UE mai ales în ultimul deceniu, după „războaiele gazelor” dintre Federația Rusă și Ucraina, când în iernile din anii 2006 și 2009 întreruperi temporare ale tranzitului de gaz natural din Federația Rusă prin Ucraina către piețele europene au cauzat crize serioase ale aprovizionării în unele state membre est-europene.

După cum este notat în *Strategia europeană a securității energetice*, COM(2014)330¹³, „În prezent, UE importă 53% din energia pe care o consumă. Dependența de importul de energie se referă la țiței (aproape 90%), la gaz natural (66%) și, într-o mai mică măsură, la combustibilii solizi/cărbune (aproape 42%) și la combustibilul nuclear (40%)”. UE este cel mai mare importator de energie din lume, la un cost anual de circa 400 mld euro. În context european, dependența energetică generează vulnerabilitate mai ales în ceea ce privește gazul natural: „șase state membre depind de Rusia, în calitate de furnizor extern unic, pentru toate importurile lor de gaz natural și trei dintre aceste țări folosesc gazul natural pentru a satisface peste un sfert din necesarul lor total de energie.”

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

- consolidarea mecanismelor între state de creștere a nivelului de securitate, solidaritate, încredere, precum și protejarea infrastructurii strategice/critice;

¹³ Comunicarea “*Strategia europeană a securității energetice*”, COM (2014) 330 final, eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2014:0330:FIN

- moderarea cererii de energie – „fiecare creștere suplimentară cu 1% a economiilor de energie reduce importurile de gaz natural cu 2,6%”¹⁴;
- construirea unei piețe interne a energiei complet integrate;
- creșterea producției de energie în UE;
- diversificarea surselor externe de aprovizionare și a infrastructurii conexe;
- îmbunătățirea coordonării politicilor energetice naționale și transmiterea unui mesaj unitar în politica energetică externă.

*Strategia cadru a UE pentru o Uniune Energetică rezilientă cu o politică prospectivă în domeniul schimbărilor climatice*¹⁵, lansată în februarie 2015, afirmă că „principalii factori determinanți ai securității energetice sunt finalizarea pieței interne a energiei și un consum de energie mai eficient.” După cum este explicat în secțiunea următoare a prezentului raport, acești factori țin de dimensiunea *internă* a securității energetice.

Uniunea Energetică situează securitatea energetică pe o poziție de prim ordin între obiectivele sale prioritare. Cele cinci **dimensiuni interdependente** ale Uniunii Energetice sunt următoarele:

- securitate energetică, solidaritate și încredere;
- piață europeană a energiei pe deplin integrată;
- eficiență energetică în sprijinul moderării cererii;
- decarbonare a economiei (reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră);
- cercetare, inovare și competitivitate.

Caracteristic acțiunii europene de securitate energetică este demersul de cooperare intra și extra-comunitar bazat pe reguli, norme și instituții, ce face din UE un **actor liberal** pe scena internațională. Factorul primar ce a redus vulnerabilitatea piețelor europene de energie în fața aprovizionării de către mari companii din afara UE a constat – mai mult decât capacitatea de „a vorbi cu o singură voce” – în normele de liberalizare și de creștere a competitivității, implementate în ultimele două decenii prin cele trei Pachete Legislative pentru piața internă de energie electrică și de gaz natural a UE.

¹⁴ Comunicarea „Eficiența energetică și contribuția sa la securitatea energetică și cadrul pentru politica privind schimbările climatice și energia pentru 2030”, COM(2014)520, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_eec_communication_adopted_0.pdf;

¹⁵ Comunicarea „Strategia cadru a UE pentru o Uniune Energetică rezilientă cu o politică prospectivă în domeniul schimbărilor climatice”, COM(2015)80 final, <http://www.eea.europa.eu/policy-documents/com-2015-80-final>;

Securitatea energetică a României

În UE, România este statul membru cu cele mai mici importuri de energie *per capita*: 12,5 GJ, potrivit datelor Eurostat (2015). Înzestrarea naturală cu resurse energetice diverse și tradiția industrială în multiple ramuri ale sectorului energetic se reflectă într-un mix energetic diversificat și echilibrat.

Dependența de importuri de gaz natural a scăzut de la 24% din cerere în anul 2011 la mai puțin de 5% în 2015, în special prin scăderea consumului industrial de gaz natural în industria producției de îngrășăminte chimice. De asemenea, prețul mediu al gazului importat s-a diminuat semnificativ pe parcursul anului trecut, de la 137 lei/MWh în ianuarie 2015 la 90 lei/MWh în decembrie 2015, potrivit ANRE.

Pe plan internațional, potrivit clasamentului *International Index of Energy Security Risk* (2015)¹⁶, România ocupă un loc bun între primele 75 de țări consumatoare de energie ale lumii, cu un scor al riscului de securitate energetică apropiat de media OECD și mai bun decât al vecinilor săi. Totuși, în ciuda perioadei faste pe care pare să o traverseze din punct de vedere al securității energetice, România se confruntă cu o serie de riscuri de termen scurt, mediu și lung, care trebuie gestionate în mod corespunzător.

După cum arată **rezultatele testelor de stres** realizate la finele anului 2014 de Comisia Europeană și ENTSO-G, în COM(2014) 654¹⁷, în situația unei întreruperi a livrărilor de gaz natural din Federația Rusă prin Ucraina către piețele UE pentru o perioadă cuprinsă între una și șase luni, în intervalul calendaristic septembrie-februarie, cu o perioadă de iarnă severă de două săptămâni în luna februarie, la nivelul importurilor din anul 2014 România ar fi fost printre cele mai sever afectate state europene, cu un deficit estimat de gaz natural de 1,361 mld mc, al treilea cel mai nefavorabil rezultat după Finlanda (2,255 mld mc) și Ungaria (2,170 mld mc).

Cooperarea regională este cel mai eficient antidot pentru crizele de scurtă durată ale aprovizionării cu energie. Însă interconectările, capacitățile moderne de stocare a gazului, instituțiile și regulile funcționale (inclusiv *întreruptibilitatea* clienților,

¹⁶ Energy Security Risk, <http://www.energyxxi.org/energy-security-risk-index>

¹⁷ Comunicare a Comisiei Europene privind reziliența sistemului european de gaz natural, *Pregătirea pentru o posibilă întrerupere a livrărilor de la est în timpul toamnei și iernii 2014/2015*, COM(2014) 654 final, 16.10.2014.

definită pe baze comerciale) și calitatea infrastructurii, necesare unei eficiente cooperări regionale, sunt capitoare la care regiunea sud-est europeană este în urma Europei Occidentale.

În ceea ce privește solidaritatea statelor membre UE în situația unor crize de aprovizionare cu gaz natural, UE a demarat procesul de elaborare a regulilor în baza cărora va funcționa **mecanismul european de solidaritate**, ca propunere de revizuire a Regulamentului (UE) 994/2010 privind securitatea aprovizionării cu gaz natural. În principiu, solidaritatea va asigura aprovizionarea cu prioritate a tuturor consumatorilor casnici din fiecare stat membru, prin intreruptibilitatea consumatorilor noncasnici, cu responsabilități în comun în acest sens ale statelor la nivel regional. România, Bulgaria și Grecia fac parte din aceeași regiune de coordonare în situația unei crize de aprovizionare. Negocierea detaliilor mecanismului de solidaritate este deosebit de importantă, atât cu privire la prioritatea de prim ordin de a asigura securitatea energetică – în special pentru consumatorii casnici – cât și referitor la aspecte de echitate și compensare reciprocă a costurilor induse.

Ca stat de frontieră al UE, România este direct expusă **creșterii „temperaturii” geopolitice în Bazinul Mării Negre** și, din acest motiv, trebuie să folosească mai eficient la nivel european calitatea sa de furnizor regional de securitate energetică. Pentru dezvoltarea și modernizarea infrastructurii sale energetice, atât pentru gaz natural, cât și pentru energie electrică, este necesară accesarea substanțială a mecanismelor de finanțare europene.

Contextul internațional actual al piețelor de energie este marcat de volatilitate și incertitudine. Scăderea prețului petrolului în ultimii doi ani a adus cu sine și scăderea prețului cărbunelui, a gazului natural și a energiei electrice, fapt favorabil pentru consumatori, dar care erodează capacitatea operatorilor din sectorul producerii de țiței, gaz natural și cărbune, respectiv al producției de energie electrică și termică de a realiza investițiile necesare pentru menținerea producției și pentru dezvoltarea unor proiecte de importanță strategică. Un exemplu elocvent în România este continuarea investițiilor în dezvoltarea zăcămintelor de gaz natural, recent descoperite în apele adânci ale Mării Negre.

În afară de geopolitică, evoluția **tehnologiei** este un al doilea factor determinant, cu puternice efecte disruptive, ce modelează piețele globale de energie. Tehnologia extracției gazului natural și a petrolului „de șist”, din argile gazeifere, este cea care

a generat actuala răsturnare rapidă a ierarhiilor mondiale ale producătorilor de hidrocarburi. Scăderea spectaculoasă a costurilor tehnologiilor de producție a energiei din surse regenerabile (SRE), promisiunea stocării energiei electrice la scară comercială în următorii ani, emergența electromobilității și progresul tehnologiilor de gestiune a consumului de energie sunt provocări fundamentale la adresa paradigmei convenționale de producție, transport și consum al energiei. Se deschide o lume de mari oportunități, dar și una de incertitudini și riscuri.

Politicile climatice și de mediu, centrate pe diminuarea emisiilor de gaze cu efect de seră (GES) și schimbarea atitudinilor sociale în favoarea „energiilor curate” constituie un al treilea factor determinant, care modelează comportamentul investițional și tiparele de consum în sectorul energetic. Acordul de la Paris din decembrie 2015, încheiat la conferința COP21, precum și politicile europene de prevenire a schimbărilor climatice, instituie un mediu politic și de reglementare ce constrânge opțiunile de securitate energetică în UE.

În intercondiționarea dinamică a acestor trei factori – **geopolitica, tehnologia și politicile climatice** – obiectivul strategic al securității energetice a României trebuie pus în echilibru cu cele ale eficienței și competitivității economice a sectorului energetic și cu cel al protecției mediului și al prevenirii schimbărilor climatice.

În bună parte, „energiile verzi” contribuie la creșterea gradului de securitate energetică, prin reducerea dependenței de importuri de combustibili fosili. La fel stau lucrurile cu măsurile de eficiență energetică, pentru care țara noastră are un potențial major, cu mult peste media europeană. Dar variabilitatea principalelor tipuri de SRE – eoliene și fotovoltaice – ridică probleme de **adecvanță** a sistemului electroenergetic național, care trebuie asigurată cu capacități flexibile convenționale; dintre acestea, cele pe bază de gaz natural sunt cele mai eficiente.

Apoi, situațiile extreme de ordin meteorologic (de exemplu, secetă prelungită, cu efecte asupra producției de hidroenergie și, în situații excepționale, chiar a energiei nucleare) impun, pe termen mediu, menținerea în funcțiune a unor grupuri pe bază de cărbune. Însă, pe termen lung, integrarea în piețele regionale de energie va aduce soluții alternative de echilibrare și de asigurare a aprovizionării în situații extreme. În fine, dezvoltarea și producția rezervelor comerciale de hidrocarburi este nu doar o chestiune de securitate energetică națională, ci și o activitate economică semnificativă, care contribuie la creșterea economică și la

crearea de locuri de muncă bine plătite. Toate aceste elemente trebuie luate în calcul în elaborarea politicilor de securitate energetică.

Pentru buna utilizare a conceptului de *securitate energetică*, sunt utile distincții și precizările conceptuale din secțiunea următoare.

Clarificări ale conceptului de securitate energetică

Mai întâi, conceptul de securitate energetică trebuie deosebit de cel de **independență energetică**, cu care este adesea confundat. Într-o epocă a piețelor globalizate de energie și a interconectărilor dintre rețelele de energie electrică și gaz natural, securitatea energetică este avansată prin intermediul comerțului internațional, al mecanismelor de piață competitivă și al diplomației energetice. Aceste instrumente sunt în mod special valabile în cadrul UE, ale cărei politici energetice urmăresc integrarea piețelor de energie la nivel continental, într-o piață unică.

Astfel, **insularitatea energetică** urmează a fi eliminată la nivelul UE, întrucât împiedică crearea pieței unice europene a energiei prin limitarea fluxurilor de energie între state. Un efect al acestor bariere este dificultatea asigurării solidarității între statele membre în cazul unor crize temporare de aprovizionare. De asemenea, insularitatea energetică se reflectă în diferențe mari de preț al produselor energetice între state, și implicit a competitivității acestora.

Pe acest fond, independența energetică, care trimite la autosuficiență și insularitate energetică națională, reprezintă o aspirație contraproductivă politic și ineficientă economic. Acest lucru nu înseamnă însă limitarea statelor membre în a dezvolta cu prioritate resursele energetice indigene, fie că acestea sunt regenerabile sau de combustibili fosili, respectiv acoperirea în cât mai mare măsură a consumului de energie din producția internă.

Totodată, este importantă distincția dintre **dimensiunea externă** și cea **internă** a securității energetice. Capacitatea externă a unui stat de a-și asigura importurile și de a realiza exporturi de energie trebuie realizată în condiții de autonomie politică și de sustenabilitate economică. Pentru acest deziderat, politica energetică externă a țărilor trebuie orientată către diminuarea riscului de dependență de un singur furnizor extern sau de un singur teritoriu de tranzit, prin diversificarea surselor de

energie și a rutelor de transport. Pe plan intern, securitatea energetică depinde de calitatea infrastructurii, a guvernancei energetice și politicilor energetice.

O altă distincție relevantă este cea între **securitatea energetică de termen scurt**, ce ține de capacitatea statului de a gestiona crize ale aprovizionării cu energie cauzate de catastrofe naturale, de atacuri fizice sau cibernetice împotriva infrastructurii critice sau de acțiunea deliberată a unui stat furnizor sau de tranzit de energie, pe de o parte; și **securitatea energetică de termen lung**, care ține de capacitatea sistemică a statului de a-și asigura în mod continuu necesarul de energie, în condiții de autonomie politică și economică, pe de altă parte. Termenele scurt și lung ale securității energetice necesită planificare diferită și sunt realizate prin instrumente distincte: stocuri strategice, sisteme de *back-up* și aranjamente de cooperare regională, în primul caz; diversificarea surselor de energie, dezvoltarea infrastructurii și a instituțiilor, competitivitatea și lichiditatea piețelor de energie, în cel de-al doilea.

Vulnerabilități de ordin intern de securitate energetică ale României

Diversitatea mixului energetic indigen de energie primară constituie un factor de securitate energetică. Totuși, segmente importante ale mixului sunt afectate de probleme structurale. Principalele vulnerabilități interne de securitate energetică cu care se confruntă România în prezent și pentru care trebuie elaborate căi de acțiune prioritare privesc aspecte esențiale ale SEN, respectiv ale rețelelor de transport și distribuție a gazului natural.

Parcul capacităților convenționale de producție a energiei electrice (în unități mari, centralizate, pe bază de combustibili fosili) are, în general, o stare tehnică precară, în special în segmentul companiilor energetice cu capital de stat. De acest fapt se leagă și o supraestimare a puterii instalate și disponibile în cadrul SEN: există o diferență mare între capacitatea brută instalată a centralelor electrice, de aproximativ 24 500 MW, și cei doar aproximativ 14 000 MW disponibili, ce generează marea majoritate a fluxurilor de energie electrică circulate în SEN.

De asemenea, **rețelele de transport și distribuție** a energiei electrice și a gazului natural, **operate în regim de monopol natural**, necesită investiții majore pentru a spori eficiența, reduce pierderile și realiza tranziția către conceptul de „rețele inteligente”, prin modernizări și re tehnologizări. Provocarea va fi ca aceste

investiții să fie realizate fără a crește mai mult decât strict necesar tarifele de utilizare și, implicit, factura consumatorului final.

În ceea ce privește **energia nucleară**, două dintre verigile lanțului său integrat – producerea de minereu de uraniu și cea de apă grea – sunt afectate de insolvență. Astfel, în prezent, activitatea de exploatare a minereului de uraniu din România și concentrarea acestuia în materia primă pentru combustibilul nuclear (U_2O) în cadrul Companiei Naționale a Uraniului S.A. (CNU) nu este competitivă. Este necesar importul de U_2O , din surse și pe trasee diversificate, precum și elaborarea unor planuri de investiții pentru exploatarea eficientă a unor noi zăcăminte naționale de minereu de uraniu. În ceea ce privește apa grea, statul român trebuie să găsească soluții instituționale și financiare de stocare și prezervare a calității apei grele pe care o deține în cantități suficiente pentru activitatea pe termen lung a sectorului nuclear în România.

Pentru combustibilul nuclear, dilema ciclului uraniului constă în competitivitatea de termen mediu și lung a activității din cadrul Fabricii de Combustibil Nuclear (FCN) de la Pitești, comparativ cu riscul ca prețul de import să fie mai mic. O astfel de situație ar aduce probleme legate de transportul combustibilului de import, respectiv de controlul ciclului nuclear și al expertizei în domeniul nuclear.

Un alt punct de vulnerabilitate internă a securității energetice este problema **complexurilor energetice pe bază de lignit și uilă**. Având în vedere condițiile internaționale, care vor fi tot mai defavorabile utilizării cărbunelui, pe fondul creșterii anticipate a prețului certificatelor de emisii de CO_2 , rolul acestuia va scădea în favoarea tehnologiilor cu emisii scăzute de GES. În mod inevitabil, pe termen mediu și lung se va reduce ponderea cărbunelui în mixul de energie primară al României. Situația economică și socială asociată acestor complexuri cu capital majoritar de stat trebuie rezolvată prin restructurare și eficientizare a activității, concomitent cu reconversia treptată a zonelor miniere.

În sectorul de producție a **țițeiului și gazului natural**, România se confruntă cu o rată anuală de declin natural al producției de 10%, iar gradul de epuizare al zăcămintelor aflate în exploatare, cu mijloacele curente, este estimat la aproximativ 90%. În aceste condiții, în lipsa investițiilor în echipamente și tehnologii moderne pentru creșterea suplimentară a gradului de recuperare din zăcăminte, respectiv a dezvoltării unor noi zăcăminte, rezervele certe de hidrocarburi ale României mai pot acoperi o parte notabilă a cererii interne, la rata actuală de producție, doar

pentru următorii 15-20 de ani. Pe fondul actualei prăbușiri a prețului petrolului pe piețele internaționale, este necesar un mediu de reglementare (inclusiv fiscală) care să stimuleze investițiile operatorilor din sectorul de explorare și producție. Altminteri, potențialul încă neexploatat al zonelor de frontieră *onshore* și *offshore* va rămâne nefructificat, posibil pentru totdeauna.

Participanții la sesiunea de lucru au menționat necesitatea realizării unei baze de date complete și actualizate, accesibilă tuturor actorilor interesați în condiții egale, care să inventarieze resursele principale de subsol ale României: țiței, gaz natural etc. În prezent, aceste date sunt considerate „secret de stat”, iar potențialii investitori nu au la dispoziție informații de calitate despre perimetre de explorare de pe teritoriul României de care ar putea fi interesați și despre istoricul acestora.

Energetica rurală în România este masiv dependentă de **biomasă pentru generarea de energie termică**, în special în sobe cu randament scăzut. Consumul rural de biomasă este contabilizat în categoria surselor regenerabile de energie (SRE); estimarea acestui consum se bazează pe rapoarte aproximative, cu un grad de incertitudine foarte ridicat, de aproximativ 20%. De asemenea, reglementările privind utilizarea biomasei ca materie primă energetică sunt insuficiente. Creșterea eficienței energetice în utilizarea rurală a biomasei este un obiectiv strategic. Sunt disponibile numeroase soluții, dar toate depind de o reglementare adecvată.

România are un potențial semnificativ pentru culturi de plante energetice, dar care nu sunt gestionate corespunzător; suprafețe importante de teren utilizabile pentru astfel de culturi sau pentru producția de alimente și furaje rămân nefolosite. Orice demers de producere a biocarburanților trebuie să țină cont de criteriile tot mai stringente de sustenabilitate la nivel european.

Dezechilibrul dintre cererea și oferta de energie reprezintă, de asemenea, un risc de securitate energetică. În ultimii ani, consumul de energie a fost în scădere, iar capacitatea de producție este prin comparație mare, ceea ce explică dependența redusă de importuri. Totuși, din motivele structurale deja enumerate, este posibil ca producția indigenă de hidrocarburi și cea de energie electrică bazată pe cărbune să se diminueze. Pe de altă parte, este anticipată o creștere a consumului intern de energie – deși România se află pe un *trend* clar de decuplare a creșterii economice de consumul de energie. Astfel, dependența de importuri poate atinge cote îngrijorătoare.

Desigur, o astfel de transformare poate fi gestionată în mod eficient, dar necesită politici energetice de stimulare a investițiilor în infrastructura de interconectare regională, precum și măsuri de integrare a SRE în SEN.

Vulnerabilitatea internă cea mai pregnantă ține de problematica **gubernanței energetice**: de claritatea și stabilitatea legilor și a reglementărilor, de adecvarea și calitatea instituțiilor și de calitatea actului administrativ în sectorul energetic.

Inconsecvența instituțională îngreunează elaborarea unei strategii energetice realiste și robuste. Neclaritățile legislative și de reglementare se traduc în slaba capacitate administrativă de implementare. Printre altele, aceste sincope generează o discrepanță între atractivitatea României pe plan extern, ca destinație pentru investiții în sectorul energetic, și posibilitatea investitorilor de a-și realiza în timp rezonabil și fără costuri inutile proiectele de investiții. Circuitul birocratic de obținere a informațiilor, permiselor și autorizațiilor este excesiv de greoi și, uneori, incoerent.

Transparența și combaterea corupției țin, de asemenea, de buna guvernare energetică și de creșterea securității energetice. Energia este un sector cu mari interese financiare, cu grupuri de interes puternice și active. Echilibrul dintre aceste grupuri de interes trebuie realizat sub arbitrajul statului, în sensul funcționării eficiente și stabile a întregului sistem energetic și în beneficiul consumatorului final de energie.

Deficitul de autoritate a statului se reflectă, printre altele, în modul dezechilibrat în care este tratată proprietatea privată în raport cu cea publică în dezvoltarea proiectelor energetice. Aplicarea greoaie a legislației privind exproprierea pentru cauze de interes public blochează mari proiecte de investiții în infrastructură, atât pentru energie electrică, cât și pentru gaz natural. Similar, dificultatea accesului la teren și exercitarea drepturilor de suprafață în vederea realizării lucrărilor de explorare geologică are consecințe nefaste asupra întregului sector *upstream* de țitei și gaz natural.

Elaborarea și modificarea legislației din sectorul energetic are consecințe majore asupra economiei în ansamblu, dar și asupra securității naționale. În prezent, **legislația este adesea modificată în mod conjunctural**, fără transparența necesară. Fundamentarea actului legislativ este adesea precară și înconjurată de suspiciuni privind ingerințele unor grupuri de interes, fapt ce subminează încrederea publică în calitatea și în intențiile procesului de legislație.

Tot de guvernanta sectorului energetic ține **guvernanta corporativă a companiilor energetice** în care statul este acționar. Este necesară clarificarea rolului statului în sectorul energetic – în special, separarea fără echivoc a rolului de acționar de cel de legiuitor și reglementator – și realizarea unor standarde de profesionalism în managementul întreprinderilor cu participație a statului. Companiile energetice românești trebuie să se eficientizeze, să se profesionalizeze și să se modernizeze tehnologic, pentru a deveni cu adevărat competitive la nivel regional.

Participarea eficientă a guvernului și autorităților din domeniul energiei la elaborarea documentelor/politicilor energetice europene, respectiv implementarea de calitate a acestor decizii, necesită **sporirea capacității de cercetare, analiză și modelare** a datelor din sistemul energetic în aceste instituții, cu elaborarea regulată de studii și prognoze privind sectorul energetic, mediul și clima, transporturile, agricultura, securitatea etc. Totodată, este importantă crearea de *task forces* interministeriale și formarea de grupuri de lucru cu componente academice, de afaceri și neguvernamentale.

România a pierdut miliarde de euro prin incapacitatea de a monetiza certificate de emisii de CO₂ din lipsă de expertiză și a clusterelor de competență. În instituțiile guvernamentale trebuie să existe oameni care înțeleg politicile, sistemul energetic, standardele din domeniul clădirilor și al decarbonizării sectorului energetic, etc.

Riscuri externe de securitate energetică ale României

Schimbarea de paradigmă în lumea energiei și tranziția energetică rapidă din UE poate deveni un risc extern de securitate dacă România nu se adaptează la timp.

Tehnologia, în combinație cu piața competitivă și liberul schimb modifică profund raportul de forțe pe harta mondială a energiei, cu ample consecințe geopolitice și geostrategice. În producția de hidrocarburi, **fracturarea hidraulică** de mare volum pentru gaz natural și țiței, în zăcăminte de mare adâncime, a dus la prăbușirea prețului barilului de petrol. În ultimii ani, tehnologiile noi au permis, de asemenea, exploatarea mai eficientă a zăcămintelor din România, măbind semnificativ producția în comparație cu rata naturală de depletare.

Pe de altă parte, progresul tehnologic a contribuit la diminuarea cererii, prin multiple măsuri de **eficiență energetică**. Prin creșterea de productivitate a muncii și schimbări în structura economiei, creșterea economică este într-un proces de

decuplare accentuată de consumul energetic. De exemplu, în intervalul 2010-2014, produsul intern brut (PIB) al României a crescut cu aproape 20%, în vreme ce consumul de energie a scăzut cu aproximativ 20%. Cu toate acestea, intensitatea energetică în România este superioară mediei UE.

Evoluțiile tehnologice se petrec în ritm rapid și ele trebuie preluate rapid. Europa a rămas în urma SUA în privința inovației energetice, deși UE se menține lider mondial în ceea ce privește numărul de patente în domeniul SRE. În prezent, ciclurile tehnologice în energie se schimbă la doi-trei ani. Din motive de eficiență, trebuie înlocuite capacitățile vechi de generare.

În prezent, există o **supracapacitate de producție de energie electrică** în România și în Centrul și Estul Europei (CEE). Mai mult, atât în România, cât și în toate țările vecine ei sunt planificate noi capacități de generare, deși devin tot mai dificil de identificat zone de cerere robustă. Cuplarea piețelor de energie electrică va exercita o presiune competitivă ridicată asupra producătorilor români, în special asupra activelor ineficiente ce au ajuns la capătul duratei normate de viață.

Supracapacitatea trebuie echilibrată cu nivelul consumului; aceasta este o necesitate economică, pentru optimizarea costurilor – atât pe partea de producție, cât și pe cea de rețea (transport și distribuție). Pe fondul supraofertei regionale și a potențialului limitat de creștere internă a consumului, această echilibrare va grăbi închiderea capacităților ineficiente și înlocuirea treptată a acestora cu capacități noi, în măsura în care acestea sunt fezabile pe termen lung din punct de vedere economic și contribuie la realizarea obiectivelor strategice de securitate energetică și de protecție a mediului înconjurător.

Totodată, SEN va necesita o capacitate crescândă de echilibrare, în procesul de integrare a SRE. Siguranța în funcționare a SEN, în condiții de volatilitate a piețelor de energie, de creștere a componentei intermitente a producției, precum și de creștere a incidenței fenomenelor meteorologice extreme (de tipul secetei prelungite) pune cu prioritate problema **adecvănței** SEN, adică a „capacității sistemului electroenergetic de a satisface în permanență cererile de putere și energie ale consumatorilor, luând în considerare ieșirile din funcțiune ale elementelor sistemului, atât cele programate cât și cele rezonabil de așteptat a se produce neprogramat.” (Transelectrica, 2015).

O bună strategie energetică – dublată, de bună seamă, de o bună implementare – oferă unui stat securitate energetică și beneficii economice chiar și în lipsa unor

resurse energetice indigene semnificative. Exemple la îndemână sunt, pe plan mondial Japonia sau Turcia, iar în Europa, Austria, Belgia, Slovacia sau Ungaria. Stabilind obiective strategice de termen mediu și lung, promovate dincolo de ciclurile electorale, aceste țări au poziții importante în piețele de energie.

Principalul risc extern de securitate energetică în ceea ce privește alimentarea cu gaz natural este **dependența de un singur furnizor** extern de gaz natural. Dezideratul independenței energetice s-a dovedit a fi un veritabil blestem al resurselor pentru dezvoltarea sectorului energetic în România. Cultivând mitul autosuficienței energetice, România nu a elaborat strategii eficiente. Prin contrast, Ungaria consumă aproape 10 mld mc (miliarde metri cubi) de gaz natural anual, dar are capacități de interconectare de 27 mld mc cu toți vecinii săi. În CEE, între anii 2010 și 2015 au fost construite capacități de interconexiune transfrontalieră de gaz natural de nu mai puțin de 42 mld mc/an, totalul fiind în prezent de 157 mld mc/an¹⁸. România are deocamdată **interconectare funcțională** bidirecțională a rețelei de transport a gazului natural cu un singur vecin: Ungaria. Riscul de aprovizionare poate fi diminuat prin interconectarea pieței de gaz natural a României cu piețele vecine, prin finalizarea interconectărilor deja în curs.

România este astfel în situația de a decide dacă dorește întoarcerea la abordarea autarhică sau dacă, dimpotrivă, vede necesitatea deschiderii și a interconectării cu Europa, cu toate infrastructurile majore. Există, altminteri, riscul să rămânem izolați pe partea de tranzit energetic, așa cum suntem ocoliți și de fluxurile comerciale regionale. Fluxurile de energie pot fi reorientate prin România doar dacă se realizează investiții importante în infrastructură și se adoptă mecanisme de piață eficiente.

Pe plan intern, Sistemul Național de Transport de Gaz Natural (SNTGN) al României, construit în mare parte în anii 1970 și 1980, operează la o presiune scăzută, cuprinsă între 6 și 35 bar. Capacitatea de transport a fost dimensionată pentru susținerea unei economii centralizate, cu consum industrial de peste trei ori mai mare decât nivelul actual, cu variații limitate ale consumului. Prin contrast, presiunea de operare a sistemelor de transport de gaz natural din statele vecine este cuprinsă între 55 și 70 bar. Astfel, din motive tehnice, în vreme ce capacitatea de import de gaz natural a României este de 14,37 mld mc/an, capacitatea de export este limitată la 0,13 mld mc/an.

¹⁸ Harrison, Colin și Zuzana Pincova (2015), „A Quiet Gas Revolution in Central and Eastern Europe”, *Energy Post*, 29 octombrie;

Lipsa de aliniere la standardele europene de presiune plasează România într-o „groapă de potențial”, ocolită de fluxurile de energie, „groapă” care nu este doar de natură tehnică, ci și economică, financiară, tehnologică și chiar diplomatică. Pe termen mediu și lung, printr-o capacitate adecvată de interconectare în dublu sens, terminalele regionale de gaz natural lichefiat (GNL) din Grecia, Polonia, potențial și din Croația, ar putea deveni surse suplimentare de gaz natural pentru România, în condițiile internaționalizării și ale convergenței prețului gazului natural pe principalele piețe ale lumii. Concurența gazului natural livrat din diferite surse, prin conducte și prin intermediul terminalelor regionale de gazeificare de GNL, va contribui la crearea unei piețe mai lichide și competitive, în care prețul gazului natural se stabilește prin tranzacționare pe piețe *spot* (*gas-on-gas*), nu prin contracte de termen lung, indexate la cotațiile internaționale ale țiteiului.

Mediul instituțional de la București trebuie să fie alert, informat și pregătit să reacționeze la ceea ce se întâmplă în proximitatea României, pe plan european și internațional, atât din punct de vedere geopolitic, cât și economic și tehnologic.

Proiectele energetice ale României trebuie să fie realiste, bine coordonate la nivel regional, astfel încât să poată fi susținute de scheme credibile de finanțare. Ele constituie, în egală măsură, un element de securitate națională, după cum este reliefat în *Ghidul Strategiei Naționale de Apărare a Țării pentru Perioada 2015-2019*. Sub Obiectivul Național de Securitate (ONS) 16 este specificată ca direcție de acțiune (DA) „asigurarea securității energetice prin adaptarea operativă și optimizarea structurii consumului de resurse energetice primare, creșterea eficienței energetice, dezvoltarea proiectelor menite să asigure diversificarea accesului la resurse, îmbunătățirea capacității de interconectare și a competitivității, inclusiv prin implementarea obiectivelor Uniunii Energetice.”¹⁹

Ca riscuri, amenințări și vulnerabilități (ARV) la adresa acestui obiectiv național de securitate sunt prezentate în *Ghidul Strategiei Naționale de Apărare a Țării* următoarele:

(i) „distorsiuni pe piețele energetice și proiectele concurente ale unor actori statali/non-statali menite să afecteze eforturile României de asigurare a securității energetice (...);

¹⁹ Administrația Prezidențială, *Ghidul Strategiei Naționale de Apărare a Țării pentru Perioada 2015-2019*, p. 34, http://www.presidency.ro/files/userfiles/Ghid_SNApT_2015-2019_AP.pdf.

(ii) „acțiuni/inacțiuni menite să limiteze accesul liber al consumatorilor la resurse energetice sigure, alternative și la prețuri rezonabile (...) și

(iii) „precaritatea resurselor și incoerența în gestionarea diverselor tipuri de riscuri; corupția; elemente ce țin de limitarea capacității instituțiilor statului de a gestiona riscurile și amenințările la adresa infrastructurii critice.”

Factori de securitate energetică națională

Eficiența energetică este unul dintre factorii importanți de creștere a securității energetice și o bună modalitate de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră. Ca țară cu o intensitate energetică la nivel aproape dublu față de media UE, România poate realiza, în continuare, progrese mari de eficiență energetică.

Energetica clădirilor este un domeniu cu perspectivă de îmbunătățire majoră a eficienței energetice, unde programele publice de investiții, corect formulate și executate, pot realiza reduceri importante de pierderi de energie termică. Un alt domeniu este **energetica rurală**, unde România are mare potențial de eficientizare prin reglementarea, reorganizarea și tehnologizarea consumului de biomasă. În general, eficiența energetică are potențial economic de creștere, cu tehnologiile actuale și la prețurile curente, pe întreg lanțul procesului energetic – producție, transport, distribuție, consum de energie.

Tehnologiile noi, distribuite, flexibile, vor diminua necesitatea transportului energiei pe distanțe mari, micșorând astfel pierderile. Rețelele inteligente și contorizarea inteligentă vor pune în valoare *prosumatorul* și sistemele de management al cererii de energie. România dispune de un plan de implementare a rețelelor inteligente, fiind al 4-lea stat membru al UE cu o strategie în domeniu, dar încetineala progresului indică o mare rezervă față de implementarea sa.

Eficiența sistemului energetic presupune asigurarea unui nivel ridicat de investiții în sectorul energetic și îmbunătățirea guvernancei sale. În mod particular, **guvernanța energetică** este relevantă aici din două puncte de vedere:

- (i) stabilitatea și predictibilitatea reglementărilor constituie o condiție fundamentală pentru un mediu investițional atractiv;
- (ii) legislația, reglementările și instituțiile trebuie să țină pasul cu progresul tehnologic și cu diversitatea serviciilor energetice prin care se pot obține câștiguri de eficiență energetică.

Producția de hidrocarburi, posibilitatea valorificării cărbunelui în condiții de emisii reduse de GES, creșterea eficienței SRE și a sistemelor de stocare a energiei electrice – toate necesită investiții în cercetare, dezvoltare și implementare pe scară largă a tehnologiilor avansate și, implicit, un cadru competitiv, stabil și predictibil de reglementare.

În ceea ce privește raportarea intereselor românești de securitate energetică la dimensiunile Uniunii Energetice, România trebuie să-și pună mai bine în valoare capacitatea și potențialul său de furnizor regional de **reziliență energetică**. Prin modernizarea capacităților de înmagazinare de gaz natural și prin sisteme de *back-up* și echilibrare pentru energia electrică, România poate aduce o contribuție importantă la piața regională de echilibrare și de servicii tehnologice de sistem.

Faptul că toate țările regiunii sud-est europene au sau planifică excedente de capacitate de generare a energiei electrice face ca ele să nu-și bazeze strategiile pe termen lung pe importuri de energie. În prezent, România exportă energie electrică la un cost marginal al producției, ce nu acoperă costul de reînnoire a capacităților, nefiind sustenabil pe termen lung din perspectiva necesităților de investiții ale companiilor producătoare. Prin contrast, serviciile tehnologice de sistem sunt o „marfă” mult mai apreciată, prin care România are un aport direct la buna funcționare a pieței regionale de energie.

România este țară de frontieră europeană, situată la interfața UE cu Bazinul Mării Negre. Este poarta de intrare în UE pentru Republica Moldova, un partener important al Ucrainei și un actor important din vecinătatea Federației Ruse. Aceste elemente potențază suplimentar funcția României de pol regional de stabilitate energetică și trebuie recunoscute corespunzător în negocierile cu UE.

De asemenea, România trebuie să aibă o prezență mai activă și mai competentă în diplomația energetică intra-comunitară. Atunci când Polonia și Republica Cehă au solicitat includerea capacităților de cogenerare urbană existente între beneficiarele exceptărilor prevăzute de art. 10 c) din Directiva EU ETS (*Emission Trading System*), România nu s-a alăturat solicitării. Lecția este că se impune o discuție aprofundată și aplicată cu statele membre fost comuniste, cu o moștenire asemănătoare de structură a sistemelor energetice naționale și similitudini ale mixului energetic.

Astfel, din punct de vedere energetic, se poate identifica o UE cu două viteze. Pentru armonizarea lor este esențială o analiză onestă și de detaliu a problemelor

de securitate energetică și stabilirea unor mecanisme acoperitoare de asistență financiară a tranziției statelor din Europa Centrală și de Est (CEE) către o economie bazată pe principiile dezvoltării durabile.

Participarea mai activă a României la dezbaterile europene privind energia trebuie să aibă loc atât la nivel executiv, prin reprezentanții Guvernului și ai autorităților de reglementare la reuniunile instituțiilor și ale grupurilor de lucru specifice, cât și la nivel politic, prin parlamentarii europeni români. De asemenea, este important ca mandatele reprezentanților oficiali ai României să rezulte în urma unui proces substanțial de consultare cu părțile interesate.

Principiul neutralității tehnologice în atingerea obligațiilor de mediu ale României este deosebit de important, din perspectiva minimizării costului tranziției energetice. Cu alte cuvinte, pentru a atinge ținta de reducere a emisiilor de GES pentru 2030, trebuie evitată tendința de a prescrie soluții tehnologice specifice, care presupun costuri mari. Neutralitatea tehnologică se bazează pe capacitatea pieței competitive de a selecta soluțiile tehnologice cele mai eficiente din punct de vedere al costurilor, apte a se încadra în obligațiile de decarbonare asumate de România.

Aceasta nu înseamnă deloc că SRE și eficiența energetică nu au, în continuare, un potențial semnificativ de creștere. După cum am menționat, eficiența energetică are un potențial major în România, cu un raport foarte bun între rezultatele prognozate și costurile de investiții. Pe de altă parte, SRE vor beneficia de tendința de scădere a costurilor și de creștere a randamentelor, astfel că în deceniile următoare se așteaptă ca investițiile în noi capacități de SRE să fie auto-sustenabile comercial, chiar și în lipsa unei scheme suport. În plus, potențialul de creștere a producției de gaz natural poate avea o contribuție esențială la integrarea SRE variabile în SEN.

Modelul piețelor de energie adoptat în România trebuie să fie compatibil atât cu cele din statele vecine, cât și cu cele ale piețelor europene mature. Reglementatorul și operatorii de sistem de transport și distribuție (de gaz natural și de energie electrică) trebuie să adopte cele mai bune practici în domeniu.

Construcția de infrastructură energetică este esențială, dar deosebit de importante sunt și regulile de funcționare și **interoperabilitatea**. De exemplu, pentru gazul natural, în 20 din cele 28 de state membre funcționează puncte virtuale de tranzacționare (PVT), în care volumele de gaz natural sunt tranzacționate după

intrare și înainte de ieșire într-o anumită zonă a pieței. România și Bulgaria sunt în urmă, deși încă din anul 2009 trebuiau să treacă la acest stadiu, potrivit Regulamentului (CE) 715/2009 privind condițiile de acces la rețelele de transport de gaz natural. În astfel de condiții, România nu poate deveni un *hub*²⁰. Statele vecine au stabilit un model clar de piață, cu tranzacționare virtuală și principii de funcționare. Croația, de exemplu, a intrat în UE în anul 2013 și are stabilit un PVT.

Diplomația energetică

În sens general, diplomația energetică se referă la acțiunea de politică externă prin care statele (sau blocurile de state, în cazul UE) își promovează interesele energetice. Securitatea energetică constituie preocuparea dominantă a diplomației energetice. În *Strategia de securitate energetică a UE*, cheia pentru îmbunătățirea securității energetice constă „în primul rând în îmbunătățirea cooperării la nivel regional și european în ceea ce privește funcționarea pieței interne și, în al doilea rând, într-o acțiune externă mai coerentă” (s.n.).

Diplomația energetică a Uniunii Europene

Dimensiunea acțiunii externe în politica energetică europeană primește o recunoaștere aparte în comunicarea Comisiei privind *Strategia-cadru a Uniunii Energetice*. Prima din cele cinci dimensiuni interdependente ale Uniunii Energetice este „securitatea energetică, solidaritatea și încrederea” între statele membre. Cu toate acestea, practica diplomatică indică preferința statelor membre pentru acorduri bilaterale cu furnizori externi, în detrimentul solidarității europene de acțiune externă. Exemplul recent al proiectului de gazoduct Nord Stream 2, avansat de Gazprom și de companii energetice europene, cu susținerea guvernelor german și austriac, în ciuda protestelor diplomatice ale țărilor ce susțin menținerea tranzitului de gaz natural prin Ucraina, întrucât au un grad ridicat de dependență față de gazul natural din Federația Rusă. Acest exemplu arată că politica energetică externă a statelor membre este, în continuare, definită la nivel național, într-un deficit de coordonare și aliniere cu interesele tuturor statelor membre.

²⁰ Potrivit Modelului Țintă pentru Gaz natural (*Gas Target Model*) elaborat în anul 2011 de Consiliul Reglementatorilor Europeni în Energie (CEER), un *hub* reprezintă o zonă de intrare-ieșire națională sau interconectată transfrontalier, cu un punct de tranzacționare virtual.

O altă dimensiune a diplomației energetice europene, în afară de cea a securității energetice, este legată de **diplomația mediului**, în special în contextul conturării unui regim internațional al politicilor climatice, pe baza Acordului de la Paris. UE și-a asumat unele dintre cele mai ambițioase ținte de reducere a emisiilor de GES, de creștere a cotei SRE în structura consumului de energie, și de eficiență energetică. Așa-numita **contribuție indicativă determinată național** (INDC) 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*²¹.

Pentru a-și menține competitivitatea industrială în condițiile unor reglementări severe de reducere emisiilor de GES și de promovare a SRE, dar și pentru a limita efectul de *carbon leakage* (relocalizarea capacităților industriale energo-intensive în jurisdicții cu reglementări mai puțin severe și „exportul” implicit de emisii de GES), UE are nevoie de o diplomație persuasivă a energiei și a climei. Printre altele, așa cum este menționat în *Planul de acțiune al UE pentru diplomație energetică* al Consiliului European din iulie 2015, politica energetică externă a UE trebuie să promoveze „în state terțe cunoașterea *leadership*-ului european în materie de tehnologii și emisii reduse de carbon, în special surse de energie regenerabilă și eficiență energetică.” Astfel, diplomația europeană a energiei și climei are o pronunțată dimensiune de **diplomație economică** și de **diplomație științifică și tehnologică**, de dezvoltare a piețelor tehnologiilor cu emisii scăzute de GES la nivel mondial (inclusiv cea nucleară – proiectul ITER etc.).

Diplomația energetică trebuie să recunoască și să reacționeze prompt la tendințele de pe piețele internaționale de energie, precum și la reșezările geopolitice, globale și regionale. Relațiile energetice internaționale sunt influențate de geopolitică, ceea ce face ca **parteneriatele strategice**, cu componente de securitate, investiții, comerț și tehnologie să fie pe primul plan al diplomației energetice.

Efortul UE de a exporta reguli interne de piață energetică prin cooperare și dialog internațional urmărește promovarea unei **arhitecturi globale de guvernare energetică**, bazate pe instituții și norme multilaterale, favorabile liberului schimb în comerțul internațional cu energie. Astfel, autoritățile europene și statele membre urmăresc să-și consolideze poziția pe piețele globale de energie.

²¹ Comunicarea „A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030”, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2014:0015:FIN:EN:PDF>.

Diplomația energetică a României în context european

Planul de Acțiune pentru Diplomația Energetică, care a însoțit Concluziile Consiliului European de Politică Externă privind Diplomația Energetică din 20 iulie 2015, specifică următoarele linii de acțiune prioritare:

- România trebuie să întărească direcționarea Strategiei Energetice prin menținerea angajamentului de înalt nivel față de diplomația energetică, pentru susținerea obiectivelor de politică externă ale Uniunii Energetice;
- Stabilirea și dezvoltarea cooperării și a dialogurilor energetice cu statele și regiunile producătoare importante, cu statele și regiunile de tranzit, cu țările din vecinătate și cu partenerii cheie, globali sau regionali, sunt esențiale pentru dimensiunea europeană a diplomației. „Politica [energetică] externă trebuie să pună pe primul plan partenerii și inițiativele cruciale pentru eforturile UE de a întări diversificarea surselor de energie – în special din vecinătatea sa (Coridorul Sudic de gaz natural, cooperarea energetică Euro-Mediteraneeană, regiunea Est-Mediteraneeană, Comunitatea Energiei etc.).” Totodată, trebuie „să facă cunoscut *leadership*-ul UE cu privire la tehnologiile energetice și să susțină promovarea eforturilor de export de tehnologie și *know-how*, în special tehnologii sigure și sustenabile, cu emisii reduse de carbon”;
- Susținerea eforturilor de îmbunătățire a arhitecturii energetice globale și a inițiativelor multilaterale este esențială pentru menținerea angajamentelor;
- România trebuie să întărească mesaje comune și capacitățile de diplomație energetică. Experții UE în diplomație energetică se vor coordona cu cei în diplomația mediului. Va fi intensificată interacțiunea cu *think-tank*-urile independente, cu mediul academic și cu experții din industrie, cu scopul unei mai bune înțelegeri a repercusiunilor politice ale dezvoltărilor și tendințelor din energie.

Ca stat membru al UE, România și-a asumat aceste linii de acțiune prioritare, destinate realizării obiectivelor Uniunii Energetice și ale Strategiei UE de Securitate Energetică. Prin urmare, acțiunea de politică energetică externă trebuie să cuprindă parteneriate și dialoguri strategice, bună coordonare la nivel regional și european, promovarea de principii și reguli de guvernare globală a energiei bazate pe deschiderea și competitivitatea piețelor internaționale și pe promovarea tehnologiilor eficiente și „curate”.

În același timp, România are interese distincte de securitate energetică, care țin de structura sistemului său energetic, de specificul resurselor naturale, de situarea geografică și de gradul de dezvoltare economică. Situată în sud-estul Europei, România este mai slab interconectată cu rețelele de transport de gaz natural și de energie electrică ale vecinilor săi decât sunt statele din Europa Centrală și de Est, fără a menționa țările vest-europene. Pe plan intern, decidenții români au urmat, până nu demult, o politică implicită de autosuficiență energetică, descurajând dezvoltarea capacității de export de gaz natural, din rațiuni de protecție a accesibilității energiei la consumatorii finali prin prețuri reglementate, considerabil sub media europeană. Între timp, prețul gazului natural pe piața liberă a coborât pentru scurte perioade de timp la nivelul celui reglementat pentru producția internă din România destinată consumului casnic, iar producătorii interni sunt în situația de a închide zăcămintele din lipsa capacității de export.

Prin Uniunea Energetică, UE își propune să susțină statele membre din Europa de Sud-Est (SEE) să iasă din starea de insularizare energetică și de vulnerabilitate față de o sursă unică de aprovizionare cu gaz natural. În anul 2015, SNTGN Transgaz a devenit beneficiarul unei finanțări europene semnificative (179 milioane euro) prin intermediul instrumentului financiar *Connecting Europe Facility*, pentru dezvoltarea tronsonului românesc al gazoductului BRUA (Bulgaria-România-Ungaria-Austria), ca Proiect de Interes Comun (PCI) la nivel european. Este o finanțare semnificativă și un pas important în susținerea dezvoltării SNTGN și a interconectărilor în dublu sens cu Bulgaria și Ungaria. Dar România și regiunea SEE necesită investiții mult mai ample de infrastructură energetică pentru a ajunge la standarde comparabile cu țările industrializate.

Comisia Europeană a lansat în noiembrie 2014 Planul European pentru Investiții Strategice, cunoscut și sub numele de „Planul Juncker”. Planul își propune să mobilizeze investiții în valoare de cel puțin 315 miliarde euro între anii 2015 și 2017, direcționate în proiecte de infrastructură și inovare, precum și de susținere a întreprinderilor mici și mijlocii, respectiv ale celor cu capitalizare medie.

Potrivit bilanțului prezentat de Comisie în aprilie 2016²², niciunul dintre cele 200 de proiecte propuse de România în decembrie 2014 nu a fost deocamdată acceptat pentru finanțare. Cele 28 de state membre au depus un total de 2000 de proiecte, iar cele aprobate sunt din 25 de state membre. În situația României se mai află

²² http://ec.europa.eu/priorities/sites/beta-political/files/ip-stateofplay-april2016_en_0.pdf

Cipru și Malta. 57 de proiecte aprobate sunt în domeniul infrastructură și inovare (7,8 mld euro), iar 22 sunt în sectorul energetic. Criteriul de alocare nu este unul național, ci bazat pe calitatea proiectelor propuse. Valoarea investițiilor mobilizate era, în aprilie a.c., de 82,1 mld euro, reprezentând peste 26% din ținta totală de finanțare a Planului Juncker. Principalele state beneficiare sunt Belgia, Danemarca, Franța, Germania, Italia, Olanda, Polonia, Spania și Marea Britanie – așadar, o singură țară din CEE.

În aceste condiții, este imperios ca viitoarele propuneri ale României să fie proiecte de o calitate corespunzătoare, corect direcționate către domeniile susținute de Planul *Juncker*, conform regulamentului de funcționare. Totodată, se justifică o acțiune coordonată a statelor din regiunea CEE pentru obținerea unui tratament de „discriminare pozitivă” din partea Comisiei în alocarea de finanțări pentru proiecte de infrastructură – inclusiv în sectorul energetic, întrucât capacitatea de a elabora proiecte în mod integrat și coordonat a țărilor CEE este scăzută în comparație cu cea a țărilor vest-europene.

Conceptul discriminării pozitive are, în fapt, o istorie de decenii în funcționarea UE. Capacitatea de gaz natural lichefiat (GNL), cu infrastructura aferentă, din Spania, Portugalia și Grecia a fost finanțată de UE. Însă, deși regiunile CEE și SEE ar trebui să se coordoneze în elaborarea unor proiecte de interes comun, politicile energetice ale statelor în cauză arată că fiecare dintre ele aspiră pe cont propriu la statutul de *hub* energetic regional.

Un format interguvernamental de cooperare a statelor regiunii CEE-SEE este CESEC (*Central and South Eastern Europe Gas Connectivity*). CESEC a fost format la inițiativa unui grup de șapte state membre ale UE (Austria, Bulgaria, Croația, Grecia, Italia, România și Slovenia), împreună cu Comisia Europeană, în decembrie 2014. În februarie 2015 s-au adăugat grupului Slovacia și Ungaria, iar în iulie 2015 a fost semnat un memorandum de înțelegere și un Plan de Acțiune, la care s-au asociat și Albania, Bosnia și Herțegovina, Macedonia (FYROM), Republica Moldova, Serbia și Ucraina. Astfel, de la un grup inițial de state central și sud-est europene, CESEC s-a extins în prezent la țări ale Balcanilor de Vest și ale vecinătății estice a UE.

Istoria formării CESEC este legată de experiența eșecului proiectului Nabucco și a necesității susținerii politice și diplomatice, la nivel regional și european, a unor proiecte strategice de infrastructură energetică în SEE și CEE, pentru a diversifica

aprovizionarea cu gaz natural a regiunii. CESEC are scopul de a coordona interconexiunile și proiectele trans-europene de gaz natural, ce contribuie la diversificarea aprovizionării regionale. Subgrupurile sale au sarcina de a armoniza aspecte tehnice, administrative, juridice și financiare ce condiționează dezvoltarea rapidă a proiectelor de infrastructură de interes comun.

CESEC s-a profilat ca o inițiativă diplomatică unică de coordonare într-o regiune cu o slabă cultură a cooperării și a solidarității. Extinderea graduală a acoperirii geografice a CESEC mărește complexitatea politică și geopolitică a agendei sale și accentuează divergența de priorități și interese, dar oferă totodată posibilitatea dezvoltării unor proiecte regionale de amploare, bazate pe complementaritate de interese. Pentru România, este importantă includerea Republicii Moldova în CESEC, ca pas în așezarea ei pe harta energetică europeană.

Un pas important va fi extinderea CESEC la cooperarea privind interconectările și piețele de energie electrică. De asemenea, includerea Turciei, cel puțin cu statut de observator, poate oferi cadrul adecvat pentru discutarea în format regional multilateral a unor proiecte precum cablul submarin România-Turcia, cu cointeresarea Bulgariei. În general, România trebuie să urmărească atent raportarea Turciei la Uniunea Energetică.

În Serbia, minele de cărbune sunt în continuare închise după inundațiile din august 2014. Colaborarea Serbiei cu România este strânsă în domeniul energiei: export de lignit, de energie electrică, construcția unei linii de interconectare de înaltă tensiune, colaborare la Porțile de Fier etc. Cu tehnologii și probleme similare în sectorul energetic, România și Serbia au de câștigat din colaborare.

Parteneriatul strategic România – S.U.A.

Cooperarea energetică dintre Statele Unite ale Americii (SUA) și România poate fi ridicată la nivelul înalt al celei politice și militare. Un recent studiu al *think-tank*-ului american CEPA²³ propune trei direcții de dezvoltare în acest sens:

(1) Organizarea unei misiuni specializate, sub egida Departamentului Comerțului al SUA, cu companii de top în domeniul energetic, pentru a explora oportunități

²³ CEPA (2016), *Romania's Energy Crossroads. Strategic Options for Improving Energy Security*, martie 2016, p. 32

de investiții în România – similar misiunii din mai 2015, sub aceeași egidă, în domeniul tehnologiei informațiilor și comunicațiilor.

(2) Posibilitatea asistenței tehnice a SUA pentru întreaga regiune, cu România ca bază operațională pentru implementarea unor termeni aliniați obiectivelor Uniunii Energetice. Problema sărăciei energetice la nivel regional poate constitui un punct de plecare.

(3) Inițierea unor proiecte pilot regionale bazate pe tehnologii avansate, în domenii precum operarea eficientă a companiilor de utilități, integrarea SRE variabile, introducerea rețelelor și a contorizării inteligente, capacități de captare, transport și sechestrare sau utilizare a CO₂, sisteme de stocare a energiei în baterii de tip industrial etc.

Pentru a fi eficientă, diplomația energetică trebuie însoțită neapărat de acțiuni de diplomație economică, de diplomație a științei, a mediului etc. Astfel, nu doar Ministerul Afacerilor Externe, ci și Ministerul Economiei, Ministerul Educației și Cercetării sau Ministerul Mediului sunt implicate în diplomația energetică, într-un sens larg. Totodată, diplomația energetică oficială este suplimentată de diplomație de tip *track two*, la nivelul organizațiilor neguvernamentale, al membrilor comunității academice, al activității companiilor energetice sau al celor de tehnologie.

Pașii următori

Echipa Ministerului Energiei responsabilă cu elaborarea Strategiei Energetice a României 2016-2030, cu perspectiva anului 2050 mulțumește tuturor participanților la sesiunile de lucru și la procesul de consultare publică pe baza rapoartelor preliminare, pentru aportul de expertiză și pentru recomandările aduse în cadrul etapei de analiză calitativă a sectorului energetic.

În continuare, pe baza Analizei stadiului actual, a prezentului Raport consolidat al sesiunilor de lucru din cadrul procesului consultativ al etapei de analiză calitativă a sectorului energetic românesc, precum și pe baza altor documente naționale și europene cu caracter strategic, va fi elaborat raportul calitativ al Strategiei Energetice a României. Astfel, vor fi luate în considerare strategiile sectoriale și planurile naționale de acțiune în vigoare, acolo unde acestea sunt relevante pentru sectorul energetic. Totodată, se va ține cont de observațiile primite în cadrul consultărilor publice pe tema Strategiei Energetice a României, desfășurate în anii 2014 și 2015.

Orice alte sugestii, recomandări și comentarii constructive cu referire la Strategie pot fi trimise, în continuare, la adresa de e-mail sen@energie.gov.ro. Acestea vor fi luate în considerare în etapa următoare a elaborării Strategiei, documentul de față fiind publicat în forma finală.

Raportul Strategiei Energetice a României 2016-2030, cu perspectiva anului 2050, va fi publicat către finele lunii **septembrie 2016**, prin armonizarea aspectelor analizei calitative cu datele obținute prin modelare matematică macroeconomică, în cadrul analizei cantitative a sectorului energetic național.