

# RAPORT

## RETRAGEREA ACCELERATĂ A LIGNITULUI ÎN BULGARIA, GRECIA ȘI ROMÂNIA

MAI 2020

**Autori – Rețeaua de think-tank-uri SE3T.Net:**

**REKK:** Dr. László Szabó, Dr. András Mezősi, Enikő Kácsor (capitolele 1, 2, 3, 4 and 5)

**TU Wien:** Dr. Gustav Resch, Lukas Liebmann (capitolele 2, 3, 4 and 5)

**CSD:** Martin Vladimirov, Dr. Todor Galev, Dr. Radostina Primova (capitolul 3)

**EPG:** Dr. Radu Dudău, Mihnea Cătuți, Andrei Covatariu, Dr. Mihai Bălan (capitolul 5)

**FACETS:** Dr. Dimitri Lalas, Nikos Gakis (capitolul 4)

**Experți externi:** Csaba Vaszkó, Alexandru Mustață (secțiunile 2.4, 3.2, 4.2 and 5.2)

## Rezumat

Având în vedere țintele ambițioase ale Acordului de la Paris și extrem de ambițioasele obiective de decarbonizare pe termen lung stabilite de Pactul Ecologic European (*European Green Deal*), o întrebare esențială pentru decidenți o reprezintă cum se poate susține o eliminare progresivă a cărbunelui și a lignitului efectuată cât mai rapid posibil, asigurând, totodată, securitatea aprovizionării, electricitate accesibilă ca preț și o tranziție justă în regiunile dependente de cărbune. Scopul acestui raport este de a sprijini factorii de decizie în modul de implementare a eliminării progresive a cărbunelui prin prezentarea rezultatelor analizei impactului asupra sistemelor electroenergetice, precum și asupra economiei locale și prin evidențierea unor recomandări de politici pentru a aborda problemele potențiale legate de compensații, adecvanța sistemului și impactul economic local.

Raportul se bazează pe două fluxuri de lucru principale: modelarea impactului retragerii timpurii a unor centrale pe cărbuni și a tuturor centralelor pe lignit din sectorul energetic din Bulgaria, Grecia și România; și calcularea impactului regional și local al unei renunțări timpurii la cărbune/lignit bazate pe colectarea de date statistice regionale la nivel NUTS2 și NUTS3.

Modelarea diferitelor scenarii de eliminare progresivă evidențiază câteva concluzii importante:

- **Pierderile economice anuale ale centralelor pe lignit sunt mai mari dacă eliminarea progresivă se face mai târziu**, iar pierderile cumulate sunt și mai mari. Eliminarea progresivă timpurie poate reduce pierderile cumulate pe măsură ce unele centrale neprofitabile sunt închise iar nivelurile de utilizare (și, prin urmare, profitabilitatea) centralelor rămase cresc. Întrucât majoritatea producătorilor de lignit funcționează cu o formă de sprijin guvernamental, fie explicit, fie prin regimuri de sprijin implicite, o scădere a pierderilor de profit din termocentrale echivalează cu reduceri de costuri pentru întreaga societate. Promovarea închiderii acestor centrale ar însemna ca acest sprijin să poată fi redus semnificativ.
- Întrucât termocentralele pe lignit nu sunt profitabile, **nu sunt necesare compensații pentru termocentrale în cazul unei eliminări progresive timpurii**. Este probabil ca ratele scăzute de utilizare a centralelor pe lignit, rezultate din criza cauzată de COVID-19, să genereze pierderi și mai mari pentru termocentralele pe lignit, întărind argumentul potrivit căruia nu este necesară acordarea de compensații proprietarilor pentru închiderea acestor termocentrale.
- Cu toate acestea, **impactul asupra prețului angro al unei retrageri progresive mai timpurii poate fi semnificativ, fie și doar temporar**. Creșterea de preț se încadrează în intervalul 12-23 EUR/MWh, în funcție de viteza procesului de eliminare progresivă și în funcție de țară; acest efect se resimte timp de câțiva ani. Acesta este unul dintre costurile cele mai semnificative ale eliminării progresive timpurii.
- **Impactul asupra prețurilor poate fi redus semnificativ dacă se ține sub control creșterea cererii**. Modelarea a presupus că acest lucru ar putea fi realizat prin implementarea măsurilor de eficiență energetică la utilizatorul final. Cu toate acestea, este probabil ca și epidemia de COVID-19 să ducă la o reducere semnificativă a cererii în comparație cu proiecțiile anterioare ale statelor membre. Într-un scenariu de creștere mai redusă a cererii, creșterea temporară a prețurilor angro poate fi redusă la 3-12 EUR/MWh, iar pe termen mediu, după circa 4-5 ani, impactul unei eliminări progresive timpurii asupra prețului dispare în scenariile de cerere mai redusă. Până în 2030, scenariul cu o eliminare progresivă timpurie combinată cu o cerere mai redusă are ca rezultat un preț angro al energiei electrice mai mic cu 4-11 EUR/MWh decât în scenariul de referință. În sectoarele consumului final de energie electrică este necesară planificarea atentă și urgentă a unor măsuri de eficientizare energetică semnificative pentru a se asigura că cererea nu va reveni pe traiectoria de creștere proiectată înainte de epidemie.
- Pe lângă reducerea creșterii cererii de energie electrică, **factorii de decizie pot reduce creșterea temporară a prețurilor angro prin implementarea unei instalări mai agresive a surselor regenerabile de energie (SRE)**. Doi dintre principalii factori determinanți ai creșterii prețurilor (prețul carbonului și prețul crescând al gazelor naturale) nu sunt relevanți pentru sursele regenerabile. Cu toate acestea, ar putea fi necesare politici care să vizeze în special consumatorii vulnerabili ca măsuri complementare.
- Criza actuală provocată de epidemie înseamnă că este probabilă o creștere mai redusă a cererii, chiar și fără măsuri de eficiență energetică. Prin urmare, este puțin probabil să se concretizeze impactul asupra prețurilor așa cum fusese modelat înainte de apariția crizei. **Reducerea cererii cauzate de criză, în combinație cu finanțarea oferită de Pactul Ecologic European oferă o bună șansă de a elimina progresiv lignitul fără un impact mai amplu asupra prețurilor**.
- **Eliminarea progresivă a centralelor pe lignit ar permite guvernelor să reducă sprijinul financiar pentru termocentrale și să utilizeze aceste venituri pentru a investi în energie regenerabilă, eficiență energetică sau pentru protecția consumatorilor vulnerabili**. Informațiile privind nivelurile actuale ale subvențiilor de stat nu sunt pe deplin disponibile, dar sunt estimate

la 450 de milioane EUR în Bulgaria, la aproape 900 de milioane EUR în Grecia și la 200 milioane EUR în România, anual. Pe lângă scăderea veniturilor guvernamentale, operatorii sistemului de transport (OST) își pot folosi veniturile crescute pentru a reduce prețurile la energia electrică. Scăderea netă a bunăstării totale în urma unei eliminări progresive timpurii este relativ mică, cu o medie anuală de 89,8 milioane EUR, 29,7 milioane EUR și 12,6 milioane EUR în Bulgaria, Grecia și, respectiv, România pentru perioada 2020-2030. Acest nivel este scăzut comparativ cu sprijinul estimat anual guvernamental oferit pentru menținerea funcționării termocentralelor.

- **Capacitățile de gaz natural existente și planificate în prezent pot înlocui într-o anumită măsură capacitățile pe lignit la care se renunță.** Cu toate acestea, rolul centralelor electrice pe gaz variază semnificativ între țări. Concluziile de ansamblu indică faptul că rolul gazului trebuie evaluat în funcție de alte capacități din sistem, precum și de oportunitățile de import potențial mai ieftine. Conform rezultatelor modelului, utilizarea centralelor pe gaz rămâne relativ scăzută în Bulgaria, punând sub semnul întrebării justificarea nivelului investițiilor planificate în centrale pe gaz. Totodată, trebuie luate în considerare și unele compromisuri existente între investițiile în gaze și cele în surse regenerabile – în timp ce activele din domeniul gazelor riscă să aibă costuri irecuperabile pe măsură ce prețurile la carbon continuă să crească, acest lucru nu se va întâmpla cu capacitățile SER.
- **Plățile de capacitate nu trebuie utilizate ca măsuri compensatorii,** ci ar trebui să se bazeze pe relevanța reală a acestor centrale în ceea ce privește echilibrarea cererii și ofertei. Modelarea impactului asupra securității sistemului în condițiile unei eliminări progresive timpurii a cărbunelui sugerează că nici măcar o eliminare foarte timpurie nu provoacă probleme de securitate a sistemului, punând sub semnul întrebării dacă măsurile planificate de plată a capacității chiar și-ar îndeplini scopul sau dacă ar reprezenta forme problematice de ajutor de stat. Nu numai că nu își îndeplinesc scopul, dar pot duce la denaturarea pieței și nu aduc valoare consumatorului. De asemenea, ar putea duce la un blocaj artificial în calea eliminării unor capacități de generare nesustenabile.
- În ceea ce privește dependența de importuri, modelarea sugerează că **starea actuală a importurilor țărilor se va modifica în toate scenariile și nu poate fi pusă doar pe seama eliminării progresive a cărbunelui.** Modelarea arată, totodată, că impactul unei eliminări progresive timpurii care afectează mai multe țări nu este deloc evident. Decidenții sunt adesea tentați să creadă că menținerea unităților pe lignit în sistem nu poate decât să reducă dependența de importuri. Cu toate acestea, deși eliminarea progresivă timpurie majorează importurile nete în Bulgaria, aceasta reduce importurile nete în Grecia. Acest lucru sugerează că, dacă este pusă în aplicare o eliminare progresivă timpurie la nivelul întregii regiuni, aceasta oferă avantaje competitive țărilor cu cote mari de SER, cum ar fi Grecia.
- Modelarea demonstrează și **importanța unui nivel ridicat de interconectare.** Deși diferențele de preț dintre scenarii sunt în jur de 7-8 EUR/MWh între Grecia și Bulgaria la începutul perioadei modelate și se situează încă în jurul valorii de 5 EUR/MWh în 2022, după ce noua capacitate de interconexiune de electricitate GR-BG va intra în funcțiune, în 2023, acestea vor dispărea complet în următorii 3 ani. Cele două piețe nu deviază ulterior mai mult de 1 EUR/MWh în niciunul dintre anii modelați (2023 și 2029). O capacitate sporită de interconexiune între Grecia și Bulgaria contribuie și la evitarea nivelurilor ridicate de restricționare a SRE din Grecia, în pofida creșterii semnificative a capacității SRE dependente de vreme. Eliminarea progresivă timpurie crește rata de utilizare a capacităților de interconexiune, crescând astfel veniturile OTS-urilor și oferindu-le finanțare pentru îmbunătățirea capacităților de transfer sau pentru reducerea tarifelor pentru consumatori.

- Analiza impactului economic din regiunile carbonifere arată că **se pot pierde aproximativ 84.000 de locuri de muncă** în sectorul cărbunelui și alte sectoare afectate indirect de eliminarea progresivă în cele trei țări. Prin urmare, trebuie să fie instituite măsuri pentru stimularea economiilor regionale și măsuri pentru protejarea, recalificarea și sprijinirea angajaților disponibilizați ca urmare a retragerii progresive.
- Analiza arată, de asemenea, că în aceste regiuni va fi nevoie de **sprijin financiar**, incluzând, dar nu limitat la, investiții **de aproximativ 3,7 miliarde EUR** pentru a compensa impactul negativ asupra valorii adăugate brute (VAB) rezultate în urma eliminării progresive a cărbunelui din cele trei țări. O parte din aceste sume vor fi necesare în formă de granturi, în timp ce investiții productive pot fi realizate prin împrumuturi și alte instrumente financiare. Guvernele trebuie să se concentreze pe conceperea de strategii și punerea în aplicare a politicilor pentru o tranziție justă.

## ROMÂNIA: Concluzii privind politicile publice

Întrebarea esențială pentru decidenții români pe termen mediu (respectiv 2025) este cum se poate susține o eliminare progresivă a cărbunelui și a lignitului, cât mai rapid posibil, asigurând în același timp securitatea aprovizionării, adecvanța sistemului și un preț acceptabil al energiei electrice.

Conform rezultatelor modelării cantitative, majoritatea centralelor pe lignit și cărbune din România vor fi scoase din funcțiune din considerente financiare în următorii ani. Cu toate acestea, este posibil și un calendar de eliminare progresivă accelerată. Din punctul de vedere al **profiturilor anuale ale termocentralelor pe lignit și huilă** din România, modelarea arată că profiturile sunt negative în aproape toate cazurile, atât în scenariile cu capacități SRE scăzute, cât și în cele cu capacități SRE ridicate. Faptul că pierderile sunt reduse la minimum în scenariul cu eliminarea progresivă cea mai rapidă a lignitului transmite un mesaj clar către decidenți: cele mai mici pierderi se obțin în scenariile cele mai ambițioase de eliminare progresivă. Investițiile necesare pentru a respecta noile cerințe ale Directivei Emisiilor Industriale (DEI) vor eroda și mai mult viabilitatea termocentralelor pe lignit și cărbune.

Pe de altă parte, cele mai ambițioase scenarii de eliminare progresivă sunt asociate cu cele mai mari și mai abrupte creșteri ale **prețurilor angro la energie electrică**, ceea ce poate, în schimb, să ducă la anumite provocări privind nivelul de acceptare publică. Trebuie menționat, totuși, că, datorită cuplării piețelor dintre România și Ungaria, Slovacia și Cehia, aceste creșteri ar fi mai puțin dramatice decât în cazul Bulgariei și Greciei. În plus, modelarea arată că această creștere poate fi redusă la minimum și printr-o mai profundă integrare a SRE în mixul de electricitate.

Mai mult, aceste dinamici ale prețurilor angro la energie electrică sunt diferite dacă modelul face presupuneri mai realiste cu privire la cererea de energie electrică de pe piața românească din 2030 decât datele furnizate de proiecția consumului din proiectul de Plan național energie-schimbări climatice (PNIESC), utilizate pentru cele trei state membre din regiunea ESE. Pentru România, este posibil ca credibilitatea cifrei avansate în PNIESC să fie problematică. Dacă datele de intrare sunt înlocuite cu cele din proiecția<sup>1</sup> SEERMAP (Foaia de parcurs privind energia electrică din Europa de Sud-Est), care oferă date mult mai realiste pentru un scenariu scăzut de capacități SRE, scenariul de preț REF CO<sub>2</sub>, prețul angro ar crește doar până la niveluri mai suportabile între 2023 și 2030, cu o diferență de aproximativ 10

<sup>1</sup> Pentru mai multe detalii, consultați:

[https://rekk.hu/downloads/projects/SEERMAP\\_CR\\_ROMANIA\\_A4\\_ONLINE.pdf](https://rekk.hu/downloads/projects/SEERMAP_CR_ROMANIA_A4_ONLINE.pdf)

EUR/MWh începând din 2028. Prin urmare, o evaluare mai realistă a cererii la nivelul țării pentru următorul deceniu arată că guvernul român își poate permite din punct de vedere politic să fie mai ambițios în planificarea eliminării progresive a cărbunelui. Toate aceste considerente și compromisurile aferente lor ar trebui folosite pentru realizarea unui echilibru între minimizarea pierderilor asociate unei eliminări rapide și menținerea prețurilor angro ale energiei electrice la un nivel acceptabil.

Cu toate acestea, astfel de deliberări bazate pe rezultatele modelării pot fi complicate și mai mult de starea actuală a sistemului energetic românesc. Modelarea a arătat că actuala capacitate, cu unele investiții, este suficientă pentru a satisface cererea, chiar dacă centralele pe lignit vor fi scoase din funcțiune mai devreme. Cu toate acestea, din cauza stării precare a centralelor electrice, nu toate capacitățile incluse în model sunt în prezent operaționale. Transelectrica, OTS-ul românesc, și raportul final al ENTSO-E aduc date suplimentare cu privire la impactul închiderii termocentralelor pe cărbune asupra **adecvanței sistemului**.

Un raport recent al Transelectrica privind nivelul de adecvanță arată că capacitățile naționale de generare nu sunt suficiente fără cărbune în condiții meteorologice foarte severe și de cerere maximă în anii următori. (Transelectrica, decembrie 2019). Raportul Transelectrica privind nivelul de adecvanță a creat un scenariu care presupune indisponibilitatea unei capacități de peste 12000 MW în vârful sezonului de iarnă și al nivelului de cerere din intervalul 2022-2027, când cea mai mare parte a capacității fotovoltaice, eoliene și hidroelectrice, împreună cu o pondere ridicată a unităților pe cărbune și lignit devin indisponibile. În scenariu se presupun și deficite în aprovizionarea rețelei de gaze, ceea ce duce la faptul că două treimi din capacitățile instalate ar deveni indisponibile, precum și la o capacitate lipsă de 1799 și, respectiv, 2512 MW în sistemul energetic românesc în anii 2022 și, respectiv, 2027. Dată fiind capacitatea netă de transfer (NTC) de 2000 MW, chiar și o astfel de insuficiență severă a capacității centralelor nu ar trebui să provoace probleme de adecvanță a sistemului în 2022, în timp ce până în 2027 se prevăd investiții în capacități suplimentare de generare (în special pe gaze naturale), iar suplimentările de capacitate NTC nou construite din Ungaria și Serbia sunt de ordinul a 1000 MW. Aceasta implică faptul că, deși gradul de adecvanță a generării poate fi insuficient, adecvanța sistemului (care are în vedere nu numai generarea internă, ci și capacitatea netă de transfer) este suficientă chiar și în absența centralelor pe cărbune împreună cu alte condiții restrictive.

Cel mai recent raport pe termen mediu al ENTSO-E privind nivelul de adecvanță (2019) a evaluat un scenariu de referință, precum și un scenariu de sensibilitate în condiții de emisii reduse de carbon pentru România, presupunând o eliminare progresivă a unei capacități pe bază de cărbune de 3,7 GW până în 2025. În scenariul de referință nu sunt detectate probleme privind indicatorii EENS (energie preconizată a nu fi furnizată) și LOLE (durata preconizată a pierderii de sarcină), în timp ce pentru studiul de sensibilitate în condiții de emisii reduse de carbon (inclusiv retragerea treptată) s-au atins valori pentru LOLE de 0,04 h/an și pentru EENS de 0,01 GWh/an. Conform valorilor de referință ale ENTSO-E, un indicator LOLE cu o valoare de 3 h/an indică probleme ne semnificative de securitate a aprovizionării. Acest lucru confirmă rezultatele noastre conform cărora România nu se confruntă cu probleme reale de securitate a aprovizionării, chiar dacă este luat în considerare un scenariu de retragere progresivă. Evaluările ENTSO-E și ale noastre consideră că investițiile în noi capacități de generare, bazate pe gaze sau pe SRE, precum și în niveluri mai ridicate de interconectare ar fi cea mai adecvată modalitate de a crește și mai mult robustețea sistemului energetic din România. Regulamentul UE 943/2019, care a intrat în vigoare în acest an, impune creșterea NTC-urilor la 70% din potențialul fizic, ceea ce ar consolida și mai mult capacitatea de interconexiune din regiune.

Este nevoie de **investiții suplimentare în capacitate** pentru a înlocui unele dintre termocentralele pe cărbune și lignit. Alegerea modului în care vor fi făcute aceste investiții trebuie să fie luată în considerare cu atenție, pe baza costurilor, beneficiilor și riscurilor respective. Din cauza necesității de a instala cât mai rapid noua capacitate de generare de energie, planurile actuale din România constau în noi proiecte de

turbine cu gaz cu ciclu combinat (CCGT) atât la Complexul Energetic Oltenia, cât și la Complexul Energetic Hunedoara. În plus, Romgaz, o altă companie de stat, înregistrează progrese în privința construcției unei unități CCGT de 430 MW, planificată pentru 2020, iar Rompetrol lucrează la o unitate de gaz în cogenerare la o scară mai mică, de 73 MW. În total, este probabil să vedem capacități noi de generare de electricitate pe bază de gaz de cel puțin 1.600 MW în România până în 2026.

În timp ce instalarea tuturor acestor noi unități **CCGT** ar acoperi o mare parte din deficitul de capacitate al țării, există și anumite riscuri, cum ar fi necesitatea aprovizionării cu cantități suplimentare de gaze. Tendința actuală a producției interne de gaze naturale este o scădere anuală de 4-5%. Măsurile legislative recente au întârziat, de asemenea, pe termen nedefinit începerea extracției gazelor naturale din cel mai mare zăcămint offshore de apă adâncă din Marea Neagră. În consecință, un consum sporit de gaze naturale în anii următori ar trebui să fie satisfăcut prin importuri în creștere. Combinația dintre expunerea la prețului gazelor, cauzată de o mai mare dependență de importuri, creșterile preconizate ale prețurilor gazelor, precum și prețurile EUA-urilor vor avea probabil un impact negativ asupra rentabilității acelor unități CCGT planificate, cu riscul ca acestea să devină active blocate.

Un alt risc care trebuie luat în considerare este efectul potențial de excludere prin supraaglomerare pe care aceste investiții, alături de posibile investiții în capacități suplimentare de generare de energie **nucleară**, l-ar putea provoca asupra proiectelor SRE. Se presupune că noile investiții în CCGT ar urma să fie parțial finanțate prin Fondul de Modernizare, restul finanțării fiind probabil asigurat de către părțile interesate principale, Ministerul Energiei – în prezent parte a nou-creatului Minister al Economiei, Energiei și Mediului de Afaceri. Între timp, ca o chestiune de politică guvernamentală declarată, cele două noi reactoare nucleare planificate urmează să beneficieze de contracte pentru diferență (CfD-uri). Autoritățile trebuie să se asigure că aceste măsuri nu vor reduce semnificativ stimulentele prin reglementare și sursele de finanțare pentru investiții simultane în SRE. Astfel de îngrijorări sunt întemeiate pe faptul că, așa cum se indică în proiectul de PNIESC, aplicabilitatea CfD-urilor pentru surse regenerabile ar fi amânată până în 2025. Guvernul trebuie să se abțină de la a împiedica instalarea de noi capacități SRE, investiții ce ar putea scădea prețurile angro ale energiei electrice și, implicit, rentabilitatea unităților CCGT.

În ceea ce privește noile **investiții în SRE**, modelarea realizată pentru acest proiect oferă o serie de informații esențiale despre implicațiile diferitelor scenarii privind SRE. O instalare susținută de surse regenerabile, așa cum se prevede în scenariul de referință (SRE Ref), indică scăderea rentabilității termocentralelor pe cărbune și lignit până în 2030, deși nu în mod dramatic, oferind în același timp mai multă prosperitate la nivelul sistemului – cu atât mai mult cu cât scenariul de eliminare progresivă a cărbunelui este mai ambițios. Până în 2025, atât profitul, cât și ratele de utilizare a termocentralelor pe lignit și pe cărbune sunt foarte scăzute în scenariul SRE Ref, cu rate de utilizare sub 16%.

Ca un principiu simplu de piață a energiei electrice, o penetrare mai mare a SRE va „muta” limita ordinii de merit către stânga axei prețului, afectând profiturile termocentralelor pe cărbune, în ceea ce privește atât prețurile (deoarece prețul de închidere va scădea), cât și volumele tranzacționate (deoarece producătorii de cărbune vor trebui să satisfacă o cerere mai redusă). Față de Bulgaria și Grecia, ratele de utilizare a termocentralelor pe lignit în 2025 sunt cele mai scăzute în România, de departe, chiar și în cel mai ambițios scenariu de retragere. Rezultatele modelării arată, de asemenea, că scenariile cu capacități SRE ridicate diminuează prețurile angro.

Pe baza tipurilor și proiectelor mecanismelor de sprijin, acest efect poate fi amplificat. De exemplu, deoarece contractele de achiziție de energie electrică (PPA-uri) pentru surse regenerabile vor deveni disponibile în România iar contractele vor fi încheiate în afara pieței centralizate de energie electrică, volumele tranzacționate pe piețele spot (*Day Ahead* și *Intra-Day*) și pe piața de echilibrare vor scădea. Efectul unei integrări ridicate a SRE este și mai vizibil în Analiza de senzitivitate realizată pentru România

pe baza unei proiecții mai realiste a cererii totale de energie electrică în România în 2030 (a se vedea mai sus).

Acest studiu oferă și estimări privind investițiile necesare pentru creșterea penetrării SER. Modelul Green-X arată că investiția medie anuală în noi SRE în România, în scenariile SRE Ref, variază între 826 milioane EUR și 871 milioane EUR, ceea ce este considerabil, dar nu fără precedent, ținând cont de faptul că în anii de aur ai boomul-ui românesc al SRE (2011-2015), investiția anuală în SRE depășea 1,5 miliarde EUR. Peste 8 miliarde de euro au fost investiți în energie eoliană și fotovoltaică în România. Diferența este, însă, că acel boom investițional s-a produs pe fondul unui sistem generos de susținere a SER, care în prezent nu mai este disponibil. Cu toate acestea, având în vedere scăderea accentuată a costurilor tehnologice, sunt acum disponibile active de generare mai eficiente la aproximativ jumătate din nivelul LCOE (costurile egalizate ale producerii de energie).

Există costuri și beneficii clare asociate fiecărui scenariu, care trebuie cântărite. O creștere semnificativă a investițiilor în capacități SRE ar necesita un mediu de reglementare mai favorabil, pentru a stimula potențialii investitori în SRE cu următoarele aspecte, printre altele: posibilitatea încheierii de PPA-uri (în prezent absente din legislația românească), existența unui mecanism de sprijin, cum ar fi introducerea de CfD-uri competitive pentru SRE și capacități de stocare, precum și alte îmbunătățiri în domeniul reglementării în ceea ce privește ordinea de merit și piața de echilibrare. Cu siguranță, ținta națională mai ambițioasă privind SRE pentru 2030 (30,7% în documentul final PNIESC) și dispozițiile Regulamentului UE 2019/943 privind piața internă de energie electrică (care introduce posibilitatea de a încheia PPA-uri) vor favoriza, cel mai probabil, ajustările necesare – cel puțin în bună măsură.

Astfel de măsuri politice care vizează crearea unui mediu mai favorabil pentru SRE, alături de investițiile planificate în noi centrale pe gaz, reprezintă pilonii măsurilor pe care autoritățile române trebuie să le ia pentru eliminarea progresivă a cărbunelui, asigurând în același timp securitatea aprovizionării și prețuri angro acceptabile la energia electrică.

Între timp, trebuie acordată atenție **îmbunătățirii interconexiunilor, liniilor de transmisie și distribuție**, managementului cererii de energie (*demand side management*), tehnologiilor de stocare și cuplare sectorială, precum și unui design adecvat de piață. Aceste măsuri nu sunt doar complementare cu soluțiile menționate anterior, ci și necesare pentru limitarea efectelor financiare negative atât ale pierderilor din sectorul cărbunelui, cât și ale schemei de sprijin necesare pentru menținerea activității sale, oferind totodată soluții sigure din perspectiva viitorului la problemele de adecvanță a sistemului. Dată fiind complexitatea acestor măsuri, acestea nu pot fi realizate decât printr-o strategie integrată și cuprinzătoare de eliminare progresivă a cărbunelui în România.

Principala concluzie a studiului pentru România este că, pentru a oferi vizibilitate și predictibilitate procesului de eliminare progresivă a cărbunelui și implicațiilor sale asupra sistemului energetic și asupra economiei în ansamblu, România trebuie să-și dezvolte și să implementeze o **strategie de eliminare progresivă** a cărbunelui. Strategia ar trebui să includă un calendar de închidere a minelor și scoatere din funcțiune a termocentralelor pe cărbune, precum și pentru noile capacități de înlocuire și alte măsuri necesare pentru susținerea acestei transformări a sistemului energetic.

În același timp, strategia trebuie să includă un plan clar și realist de abordare a **pierderii directe și indirecte de locuri de muncă și a relocalizării acestora, precum și a impactului economic** la nivel local și național. Foarte important, valoarea adăugată a strategiei ar trebui să constea în identificarea de soluții și măsuri pentru o tranziție justă, precum și să propună opțiuni viabile de finanțare pentru fiecare problemă. Acest lucru ar asigura că toate compromisurile acoperite în acest raport au fost luate în considerare în mod adecvat și ar oferi guvernului mijloacele de a spori nivelul public de acceptare a eliminării progresive a cărbunelui, oferind astfel garanții și previzibilitate.

O strategie robustă de eliminare progresivă a cărbunelui ar trebui să fie, totodată, o condiție premergătoare pentru aprobarea oricărei măsuri de ajutor de stat pentru termocentralele pe cărbune și ar trebui să stabilească dimensiunea și durata unei astfel de măsuri. Având în vedere rezultatele acestui studiu, decidenții ar trebui să planifice închiderea cât mai rapidă a termocentralelor pe lignit și ulei imediat ce este asigurată adecvarea sistemului, facilitând totodată investiții masive în SRE.

**Studiul complet poate fi descărcat [aici](#).**