

Energia regenerabilă în România: Potențial de dezvoltare la orizontul anului 2030

Martie 2019

Conținut

Listă de tabele și figuri	4
Listă de acronime	6
Rezumat	8
Obiective și considerații generale	8
Principalele rezultate	9
I. Contextul elaborării de scenarii pentru o cotă a energiei regenerabile crescută	11
II. Scenariile de dezvoltare a energiei regenerabile la orizontul anului 2030	13
a. Prezentare generală	13
i. <i>Scenariul de referință</i>	14
ii. <i>Scenariul potențial A</i>	14
iii. <i>Scenariul potențial B</i>	15
b. Principalele rezultate ale scenariilor de dezvoltare a energiei regenerabile la nivelul anului 2030	16
i. <i>Evoluții ale cotei energiei regenerabile în scenariile analizate</i>	16
ii. <i>Evoluții ale capacității și producției nete în scenariile analizate</i>	17
iii. <i>Evoluția comparativă a prețului energiei electrice între Scenariul actual și Scenariile de dezvoltare</i>	20
iv. <i>Investițiile necesare pentru fiecare scenariu</i>	25
III. Impactul și beneficiile unei cote de energie regenerabilă crescută	28
a. Impactul economic	29
i. <i>Impactul investițiilor SRE</i>	29
ii. <i>Efecte adiționale ale dezvoltării SRE</i>	33
b. Impactul asupra mediului	36
IV. Principalele bariere și provocări în atingerea unei cote SRE crescute la nivelul anului 2030	38
a. Caracteristicile cadrului actual de tranzacționare a energiei electrice	39
b. Limitarea accesului la rețea – considerente de sistem și infrastructură fizică	40
c. Costurile de racordare la rețea	41
d. Cadrul fiscal imprevizibil	42
e. Progresul lent al digitalizării	42

f.	Extinderea geografică a resursei	43
V.	Principalii factori care vor susține integrarea unei cote SRE crescute	44
a.	Cadrul de reglementare pentru integrarea SRE	45
i.	<i>Prevederi pentru participanții la piața internă de energie</i>	46
ii.	<i>Piața de echilibrare</i>	49
iii.	<i>Piețele pentru ziua următoare și intra zilnice</i>	49
iv.	<i>Piețele la termen</i>	50
v.	<i>Mecanisme de asigurare a capacității</i>	50
vi.	<i>Centrale Electrice Virtuale</i>	51
b.	Mecanisme / instrumente de finanțare	52
i.	<i>Inițiative de sprijin și finanțare la nivel național</i>	52
ii.	<i>Inițiative de sprijin și finanțare la nivelul Uniunii Europene</i>	57
c.	Dezvoltare tehnologică	59
i.	<i>Potențialul tehnic al turbinelor eoliene</i>	59
ii.	<i>Digitalizarea rețelelor de transport și distribuție</i>	60
iii.	<i>Tehnologii de stocare</i>	62
iv.	<i>Cercetare, dezvoltare și inovare</i>	64
d.	Alternativa SRE în sectorul rezidențial, transporturi și industrie	65
i.	<i>Electrificarea sectorului rezidențial</i>	65
ii.	<i>Electrificarea în sectorul transporturilor</i>	66
iii.	<i>Electrificarea în industrie</i>	68
e.	Comunicarea efectelor schimbărilor climatice și campanii de promovare a SRE	69
VI.	Concluzii	70
	Anexă	74
	Set de ipoteze comune scenariilor de dezvoltare	74
	Tipuri de contracte PPA	77
	Note Metodologice	80
	Referințe (selecție)	84
	Răspunderea autorilor	85

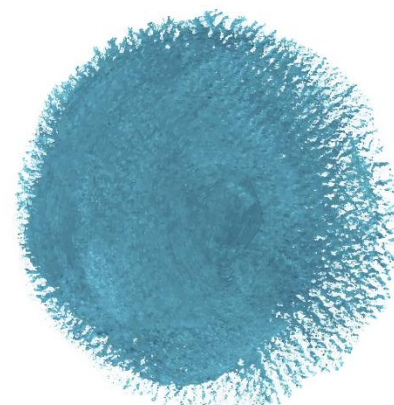
Listă de tabele și figuri

Figură 1 - Cota SRE în scenariile de dezvoltare a energiei eoliene, 2030, [%]	10
Figură 2 - Capacitatea netă instalată pentru cele 3 scenarii, în funcție de sursă, la nivelul anului 2030, [MW]	14
Tabel 1 - Capacitățile nete instalate, [MW]	15
Figură 3 - Evoluția cotei energiei regenerabile, 2020 - 2030, [%]	16
Figură 4 - Capacitatea netă instalată, în funcție de sursă, per scenariu, 2030, [%, GW]	17
Figură 5 - Capacitatea de energie eoliană și solară instalată suplimentar, per scenariu, 2030 comparativ cu 2020, [GW]	18
Figură 6 - Producția netă de energie electrică, în funcție de sursă, per scenariu, 2030, [%, GW]	19
Figură 7 - Cota SRE în încălzire & răcire, electricitate și transport, per scenariu, 2030, [%]	20
Figură 8 - Prețul energiei electrice și LCOE per scenariu, 2030, [EUR/ MWh]	21
Figură 9 - Evoluția prețului mediu al energiei electrice angro, 2020 - 2050, în cazul <i>Scenariului actual</i> [EUR/ MWh]	22
Figură 10 - Evoluția prețului mediu al energiei electrice angro, 2020 - 2050, în cazul <i>Scenariului potențial A</i> [EUR/ MWh]	22
Figură 11 - Evoluția prețului mediu al energiei electrice angro, 2020 - 2050, în cazul <i>Scenariului potențial B</i> [EUR/ MWh]	23
Figură 12 - Evoluții la nivelul <i>Scenariului actual</i> , 2020 - 2030	24
Figură 13 - Evoluții la nivelul <i>Scenariului potențial A</i> , 2020 - 2030	24
Figură 14 - Evoluții la nivelul <i>Scenariului potențial B</i> , 2020 - 2030	25
Figură 15 - Cheltuieli de investiții necesare, 2021 - 2030 cumulat [mil. EUR]	26
Figură 16 - Prezentare generală a impactului investițiilor în proiecte de energie eoliană și în rețelele electrice în perioada 2021 - 2030	30
Figură 17 - Impactul direct, indirect și total al investițiilor în parcuri eoliene în perioada 2021 - 2030	31
Figură 18 - Multiplicator investiții în centrale eoliene, 2021-2030	31
Figură 19 - Impactul direct, indirect și total al investițiilor în rețelele de transport și distribuție a energiei electrice în perioada 2021 - 2030	33
Figură 20 - Multiplicator investiții în rețelele de transport și distribuție, 2021-2030	33
Figură 21 - Efecte adiționale ale investițiilor interne legate de SRE în sectoare relevante asupra PIB-ului României în perioada 2021 - 2030	34
Figură 22 - Investiții legate de energie în sectoare relevante și impactul lor în PIB-ul României în perioada 2021 - 2030	35
Figură 23 - Activități asociate tranziției energetice în sectoare relevante	35
Figură 24 - Evoluția emisiilor GES în România, 1990-2016 [mil. t CO2 eq.]	36
Figură 25 - Evoluția GES din producția de energie electrică în fiecare scenariu, [mil. t CO2 eq.]	37
Figură 26 - Emisii PM10 pentru producerea unui Kwh energie electrică în România [kg/10 ⁵]	37
Figură 27 - Dimensiunea pieței de echilibrare din totalul consumului, [GWh]	40
Tabel 2 - Procentul instalațiilor puse în funcțiune după 2000 [%]	41
Figură 28 - Situația prosumatorilor în România după adoptarea legii 184/2018	48
Tabel 3 - Centrale Electrice Virtuale - Avantaje și precauții	52
Figură 29 - Situație comparativă mixt energetic [MW/ resursă]	70
Figură 30 - Situație comparativă prețuri [EUR'18 / MWh]	71



Figură 31 - Situație comparativă a investițiilor în perioada 2021-2030 – valori cumulate [EUR/ MWh]	71
Figură 32 – Parcursul optim al integrării crescute a SRE în mixtul energetic românesc	73
Figură 33 - Evoluția consumului final de energie, în funcție de combustibil, [Mii tep]	75
Figură 34 – Evoluția consumului de energie electrică, în funcție de destinație [TWh, %]	75
Figură 35 - PPA fizic on-site	77
Figură 36 - PPA fizic off-site	77
Figură 37 - PPA virtual/financiar	78
Tabel 4 - Caracteristici de negociere pentru încheierea unui PPA	78
Figură 38 - Principiile de funcționare ale modelului energetic.....	80
Figură 39 - Principiile de funcționare ale modelului Input-Output	82

Listă de acronime



ACER	Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei
Bep	Barili echivalent petrol
BP	Balanța de Plăți
CAGR	Rata de creștere medie anuală (Compounded Annual Growth Rate)
CAPEX	Cheltuieli de capital
CAS	Contribuții de asigurări sociale
CASS	Contribuții de asigurări sociale de sănătate
CE	Comisia Europeană
CfD	Contracte pentru diferență
DSO	Operator de distribuție (Distribution system operator)
ECC	Casa de compensare European Commodity Clearing Bursa Europeană de Energie (European Energy Exchange)
EEA	European Energy Agency
EEX	Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem
ENTSO-E	pentru Energie Electrică (European Network of Transmission System Operators for Electricity) Companie de Servicii Energetice (Energy Service Company)
ESCO	
EUR	Euro
GES	Gaze cu efect de seră
GW	Gigawatt
H.G.	Hotărâre de Guvern
IRENA	Agenția Internațională pentru Energie Regenerabilă (International Renewable Energy Agency)
IT	Înaltă tensiune
JT	Joasă tensiune
Km	Kilometru
LCOE	Costul total egalizat al energiei produse (Levelized cost of energy)
Mil. bep	Milioane barili echivalent petrol
Mc	Metri cubi
Mld. mc.	Miliarde metri cubi
Mil.	Milioane
Mld.	Miliarde
MMBTU	Milioane Unități Termice Britanice (Million British Thermal Units)
MT	Medie tensiune
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-oră
NECP	Planurile Energetice Și Climatice Naționale (National Energy and Climate Plans)
OPEX	Cheltuieli operaționale
PE	Piața de Echilibrare
PI	Piața Intrazilnică
PIB	Produs Intern Brut

PPA	Contracte de energie electrică pentru perioade foarte lungi de livrare (Power Purchase Agreement)
RWEA	Asociația Română pentru Energie Eoliană (Romanian Wind Energy Association)
PM10	Particule de materie cu diametrul mai mic de 10 micrometri
PNIESC	Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice
PZU	Piața de ziua următoare
SRE	Surse regenerabile de energie
Tep	Tone echivalent petrol
TVA	Taxa pe Valoare Adăugată
UE	Uniunea Europeană
USD	Dolar American (United States Dollars)
VPP	Centrală Electrică Virtuală (Virtual Power Plant)
xEV	Vehicul electric, incluzând toate tipurile de vehicule cu propulsie electrică (inclusiv vehicule electrice hibride)

Rezumat

Obiective și considerații generale

Potrivit *Strategiei Naționale a României privind Schimbările Climatice 2013 – 2020*, „în procesul de combatere a schimbărilor climatice, considerate în prezent, în forumurile internaționale de specialitate, ca reprezentând o amenințare cu potențial ireversibil pentru societate și planeta noastră, adoptarea măsurilor de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră (...) constituie o componentă fundamentală a politicii naționale în domeniul schimbărilor climatice”.

În cuprinsul aceluiași document se mai arată faptul că „studiile realizate au indicat că pentru prevenirea unor efecte ireversibile provocate de schimbările climatice emisiile globale trebuie să fie reduse cu aproximativ 50% până în 2050 față de nivelurile înregistrate în 1990”.

Potrivit ultimului inventar al emisiilor de gaze cu efect de seră (GES) realizat de România (în anul 2014), emisiile aferente sectorului Energie reprezentau cca. 70% din totalul emisiilor GES la nivel național.

Alături de măsurile de eficiență energetică, sursele regenerabile de energie se profilează ca fiind cea mai sustenabilă alternativă la reducerea emisiilor GES, dar și a altor poluanți atmosferici (SO₂, NO_x, etc.) pe termen mediu și lung.

România este una din țările UE cu cel mai mare potențial natural în ceea ce privește sursele de energie regenerabilă. Ținând cont de mixtul energetic echilibrat al României și dezvoltările tehnologice în domeniul surselor de energie regenerabile se justifică examinarea atentă a modalităților de valorificare a potențialului de energie regenerabilă. Mai mult, acest raport vizează evidențierea avantajelor pe care investițiile în acest sector le-ar aduce economiei românești în ansamblu.

Studiul de față este realizat independent de către Deloitte, pe baza unor ample eforturi și în limita expertizei disponibile, și vizează estimarea unor scenarii fezabile privind evoluția cotei energiei regenerabile la nivelul anului 2030 și a beneficiilor economice asociate dezvoltării pe scară largă a sectorului energiei regenerabile în România. În acest context, obiectivele studiului au fost următoarele:

- ✓ Elaborarea unor scenarii de dezvoltare a energiei regenerabile la nivelul anului 2030 care includ cota energiei regenerabile în consumul final de energie, prețul energiei electrice și estimarea investițiilor necesare;
- ✓ Examinarea și analiza potențialelor efecte de propagare care ar duce la dezvoltarea suplimentară a economiei per ansamblu;

- ✓ Furnizarea unui instrument obiectiv, bazat pe date concrete, pentru a sprijini cu argumente raționale posibilele discuții sau dezbateri întreprinse de diferiți factori de decizie privind potențialul de dezvoltare a energiei regenerabile la orizontul anului 2030

Perioada acoperită de raport se referă la intervalul de timp 2020/2021¹ – 2030. Scenariile de dezvoltare, impactul și beneficiile estimate în raport se bazează pe situația de la momentul elaborării documentului.

Datele de intrare au fost colectate din surse publice, din datele și informațiile Deloitte, precum și în urma discuțiilor cu experți din domeniu. Prognozele au fost realizate pe baza datelor istorice și a ipotezelor noastre privind evoluția sectorului energetic românesc.

Conținutul, analizele și concluziile acestui raport nu reflectă neapărat opiniile individuale ale experților participanți. A fost exprimată o gamă largă de puncte de vedere și opinii, uneori divergente, care au făcut posibilă studierea mai profundă și mai obiectivă a aspectelor fundamentale tratate de studiu.

Principalele rezultate

Potențialul ponderii surselor de energie regenerabilă și în special a energiei eoliene în consumul de energie al României a fost determinat pe baza unei metodologii de calcul care a evidențiat patru posibile scenarii privind potențialul la orizontul anului 2030.

Un scenariu prezintă menținerea actualei ponderi globale de energie din surse regenerabile în consumul final brut, de 27,9%, până în anul 2030². Alte trei scenarii au urmărit testarea fezabilității creșterii cotei energiei regenerabile la 32,4%, 35% și, respectiv la 35,5% în funcție, în principal, de evoluția celorlalte capacități de producere.

Scenariile au fost denumite astfel:

Scenariul actual – 27,9% în 2030;

Scenariul de referință – 32,4% în 2030;

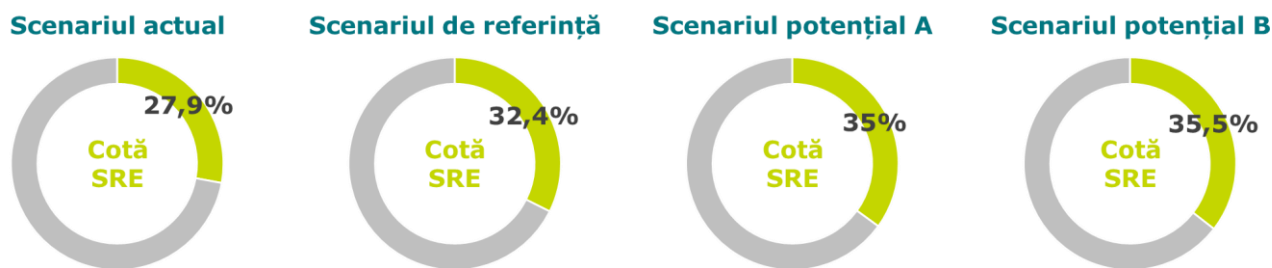
Scenariul potențial A – 35% în 2030;

Scenariul potențial B – 35,5% în 2030.

¹ Anul de început al analizei variază, după caz, în funcție de sursa și tipul datelor. Spre exemplu, informațiile din Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) acoperă perioada 2021-2030.

² Reprezintă scenariul prezentat în PNIESC 2021 – 2030.

Figură 1 – Cota SRE în scenariile de dezvoltare a energiei eoliene, 2030, [%]



Sursa: Calcule Deloitte

Pentru fiecare dintre cele 3 scenarii selectate pentru analiză s-a urmărit evoluția cotei energiei regenerabile în perioada 2020/2021 – 2030, cu accent pe țintele intermediare 2023, 2025 și 2027.

În creșterea cotei energiei regenerabile rămâne critică energia eoliană și cea solară, având în vedere evoluția estimată a costului aferent acestor tehnologii la nivel global. Capacitățile nete instalate de energie eoliană vor atinge 6 GW în cazul *Scenariului de referință*, în timp ce pentru *Scenariile potențial A și B* se așteaptă atingerea unui nivel de 7 GW. În *Scenariul actual* capacitatea instalată în parcuri eoliene crește până la 4,3 GW (de la 3 GW în prezent).

Capacitatea netă instalată de energie solară va fi de 3 GW în *Scenariul de referință*, 4,3 GW în *Scenariul potențial A* și 4,7 GW în *Scenariul potențial B*. *Scenariul actual* păstrează 3 GW instalați în parcuri fotovoltaice.

Pentru testarea fezabilității scenariilor selectate, unul dintre cei mai importanți indicatori a fost reprezentat de prețul energiei electrice.

La nivelul anului 2030, prețul electricității fără TVA și accize va fi de 112,4 EUR/MWh în *Scenariul actual*, 126,6 EUR/MWh în *Scenariul de referință*, 113,7 EUR/MWh în *Scenariul potențial A* și 138,2 EUR/MWh în *Scenariul potențial B*. Pe parcursul acestui Studiu, moneda utilizată este Euro 2018³.

Investițiile cumulate în sectorul energetic românesc, pentru perioada de analiză, se așteaptă a fi de peste 17 mld. EUR în cazul *Scenariului potențial A*, 20 mld. EUR în *Scenariul de referință*, 22 mld. EUR în *Scenariul actual* și 25 mld. EUR în cazul *Scenariului potențial B*.

În cazul parcurilor eoliene, din totalul investițional se va cheltui pe plan intern circa 54% din capital, iar în cazul rețelelor de transport și distribuție a energiei electrice, 55%. În ceea ce privește valoarea adăugată a unor astfel de proiecte, **rezultatele arată că un miliard de EUR cheltuit pentru parcuri eoliene sau rețele electrice va conduce la o valoare adăugată în economia românească de cel puțin 2 miliarde EUR.**

³ Prețurile prognozate după 2020 sunt exprimate în valori nominale.

I. Contextul elaborării de scenarii pentru o cotă a energiei regenerabile crescută

Inițiativa privind creșterea cotei energiei provenite din surse regenerabile în consumul final de energie este una dintre cele mai importante inițiative ale Comisiei Europene în domeniul combaterii schimbărilor climatice. Cadrul actual stabilește un obiectiv de 20 % la nivelul UE pentru SRE în consumul final de energie, care se bazează pe obiective naționale obligatorii până în 2020. Obiectivul pentru România la nivelul anului 2020 este de 24%, obiectiv care deja a fost depășit în anul 2016, când România a înregistrat 25% energie provenită din SRE în consumul final de energie. Toate statele membre UE trebuie, de asemenea, să se asigure că cel puțin 10% din carburanții folosiți pentru transport provin din surse regenerabile, până în 2020.

În iunie 2018, în urma atingerii unui acord politic între negociatorii Comisiei Europene, a Parlamentului European și a Consiliului European, s-a adoptat un nou cadru de reglementare care include un obiectiv obligatoriu privind energia regenerabilă pentru UE de 32% la nivelul anului 2030, cu o clauză de revizuire în sensul creșterii acestuia după 2023. Acest obiectiv este obligatoriu la nivelul UE și va fi îndeplinit prin contribuțiile individuale ale statelor membre, ghidate de necesitatea de a atinge în mod colectiv obiectivul UE. De asemenea, obiectivul poate să fie atins în mod colectiv fără a împiedica statele membre să își stabilească propriile obiective naționale, inclusiv unele mai ambițioase. Statele membre pot acorda sprijin energiei din surse regenerabile, sub rezerva normelor privind ajutoarele de stat.

Prin intermediul Planurilor Naționale Integrate în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice pentru perioada 2021 – 2030, a căror primă formă trebuie transmisă Comisiei Europene până la finalul anului 2018, fiecare stat membru trebuie să își asume o țintă privind cota de energie provenită din SRE în consumul final de energie.

Astfel, România și-a asumat prin varianta *draft* a PNIESC un obiectiv de 27,9% privind ponderea globală a energiei provenite din SRE în consumul final.

Prin implementarea Planului Național Integrat în domeniul Energie și Schimbărilor Climatice, România ar trebui să urmărească câteva obiective principale:

- ✓ Diminuarea decalajului față de țările occidentale
- ✓ Creșterea contribuției României la obiectivele Uniunii Europene
- ✓ Anticiparea tendințelor și maximizarea oportunităților
- ✓ Creșterea substanțială a calității vieții

Procesul de stabilire a țintelor naționale, care vor veni în susținerea țintelor europene, se bazează pe 5 mari dimensiuni:

1. Decarbonare
2. Eficiență energetică
3. Securitate energetică
4. Piață internă a energiei
5. Cercetare și inovare

În capitolele următoare vor fi prezentate câteva scenarii de dezvoltare, rezultate în urma unui proces de analiză macroeconomică și modelare cantitativă a datelor, prin care se urmărește obținerea unei înțelegeri mai bune a impactului creșterii cotei SRE asupra sistemului energetic din România și asupra economiei naționale.

II. Scenariile de dezvoltare a energiei regenerabile la orizontul anului 2030

a. Prezentare generală

În vederea stabilirii scenariilor de dezvoltare a energiei regenerabile în România la nivelul anului 2030 s-au stabilit o serie de ipoteze, validate atât în contextul prezentat în capitolul anterior, dar mai ales având în vedere proiecțiile privind scăderea costului tehnologiilor de generare și stocare a SRE. Ipotezele comune tuturor scenariilor⁴ sunt prezentate în cadrul acestui raport, în Anexa.

Ipotezele diferențiate pentru fiecare scenariu⁵, din care reies variațiunile principalilor indicatori, au fost particularizate având în vedere noile reglementări de mediu sau probabilitatea realizării unor proiecte. Aceste vor fi detaliate în cele ce urmează, în descrierea fiecărui scenariu de dezvoltare selectat.

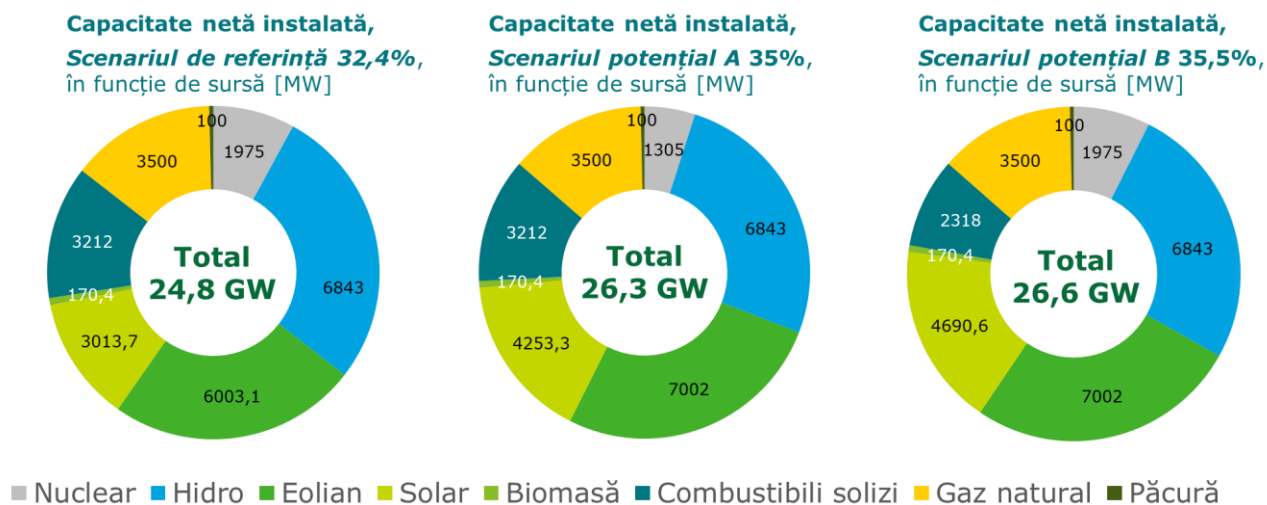
Scenariile propuse se bazează în principal pe utilizarea crescută a potențialului de energie eoliană (pe uscat) și energie solară (acoperișuri). Potențialul biomasei a fost considerat nesemnificativ întrucât nu există o înțelegere universală privind cuantumul acestuia și nici acces la o sursă de date verificabilă. De asemenea, potențialul geotermal nu a fost luat în considerare în analiză întrucât cuantumul acestuia este < 1GW.

Cele 3 scenarii de dezvoltare rezultate în urma modelării relevă, la orizontul anului 2030, contribuții semnificative ale parcului de producție din SRE la capacitatea netă instalată la nivel național, după cum se poate observa în figura următoare:

⁴ Cu excepția *Scenariului actual*, preluat ca atare din varianta draft PNIESC

⁵ Cu excepția *Scenariului actual*, preluat ca atare din varianta draft PNIESC

Figură 2 - Capacitatea netă instalată pentru cele 3 scenarii, în funcție de sursă, la nivelul anului 2030, [MW]



Sursa: Calcule Deloitte

i. Scenariul de referință

Scenariul de referință ține cont de ipotezele comune tuturor scenariilor la care se adaugă ipotezele particulare ale acestui scenariu, după cum urmează:

- ✓ **Extinderea** duratei de viață a **unităților nucleare** existente
- ✓ **2 reactoare nucleare** suplimentare (U3 și U4), vor fi puse în funcțiune în **2030**, respectiv în **2031**
- ✓ **Eliminarea** graduală și naturală a tuturor grupurilor de **cărbune** până în jurul anului **2035**
- ✓ **Instalarea capacităților adiționale de energie provenită din SRE** pentru anticiparea nevoii pe termen lung, nevoie acomodată mai devreme
- ✓ **Scăderea factorului de utilizare** pentru centralele electrice pe gaze naturale

Astfel, se așteaptă ca la nivelul anului 2030, capacitatea netă instalată din eolian să ajungă la 6.000 MW, în timp ce capacitatea de energie solară să atingă pragul de 3.000 MW.

ii. Scenariul potențial A

Ipotezele specifice ale scenariului potențial A au fost stabilite în comparație cu scenariul de referință, principalele caracteristici ale acestuia fiind următoarele:

- ✓ **Extinderea** duratei de viață a **unităților nucleare** existente
- ✓ Cele **2 reactoare nucleare** suplimentare (U3 și U4) **nu vor fi construite**

- ✓ **Eliminarea** graduală și naturală a tuturor grupurilor de **cărbune** până în jurul anului **2035**

Potrivit figurii de mai sus, având în vedere că acest scenariu presupune că reactoarele U3 și U4 nu se vor construi, capacitatea de energie nucleară instalată va rămâne la nivelul actual, de 1305 MW. Această capacitate va fi compensată de instalarea, suplimentar față de scenariul precedent, a circa 1.000 MW din surse eoliene, respectiv a aproximativ 1.250 MW din surse fotovoltaice.

iii. Scenariul potențial B

Scenariu potențial B este analizat atât în comparație cu scenariul de referință, cât și în comparație cu scenariul potențial A, iar principalele sale particularități sunt următoarele:

- ✓ **Extinderea** duratei de viață a **unităților nucleare** existente
- ✓ **2 reactoare nucleare** suplimentare (U3 și U4), vor fi puse în funcțiune în **2030**, respectiv în **2031**
- ✓ Costurile de mediu vor duce la **eliminarea a 3 grupuri de cărbune**

Ca și în cazul scenariului potențial B, capacitatea redusă (din cărbune, de această dată) va fi înlocuită cu energie eoliană și solară. Ca și în cazul scenariului potențial A, capacitatea de energie eoliană va fi de 7.000 MW, în timp ce capacitatea de energie solară va ajunge la 4.700 MW.

Aceste scenarii surprind situațiile cele mai probabile care ar putea afecta sectorul energetic românesc în următorul deceniu și totodată oferă o perspectivă asupra implicațiilor folosirii unor capacități în detrimentul altora. Tabelul de mai jos permite o comparație numerică a capacităților nete instalate pentru cele 3 scenarii:

Tabel 1 - Capacitățile nete instalate, [MW]

	2015	2030 Referință (32,4%)	2030 Potențial A (35%)	2030 Potențial B (35,5%)
Nuclear	1,305	1,975	1,305	1,975
SRE	11,057	16,030	18,268	18,705
<i>Hidro</i>	6,616	6,843	6,843	6,843
<i>Eolian</i>	2,953	6,003	7,002	7,002
<i>Solar</i>	1,362	3,014	4,253	4,691
<i>Biomasă</i>	126	170	170	170
Combustibili solizi	5,276	3,212	3,212	2,318
Gaze naturale	3,644	3,500	3,500	3,500
Petrol	104	100	100	100

Sursa: PRIMES (2015), Calcule Deloitte (2030)

b. Principalele rezultate ale scenariilor de dezvoltare a energiei regenerabile la nivelul anului 2030

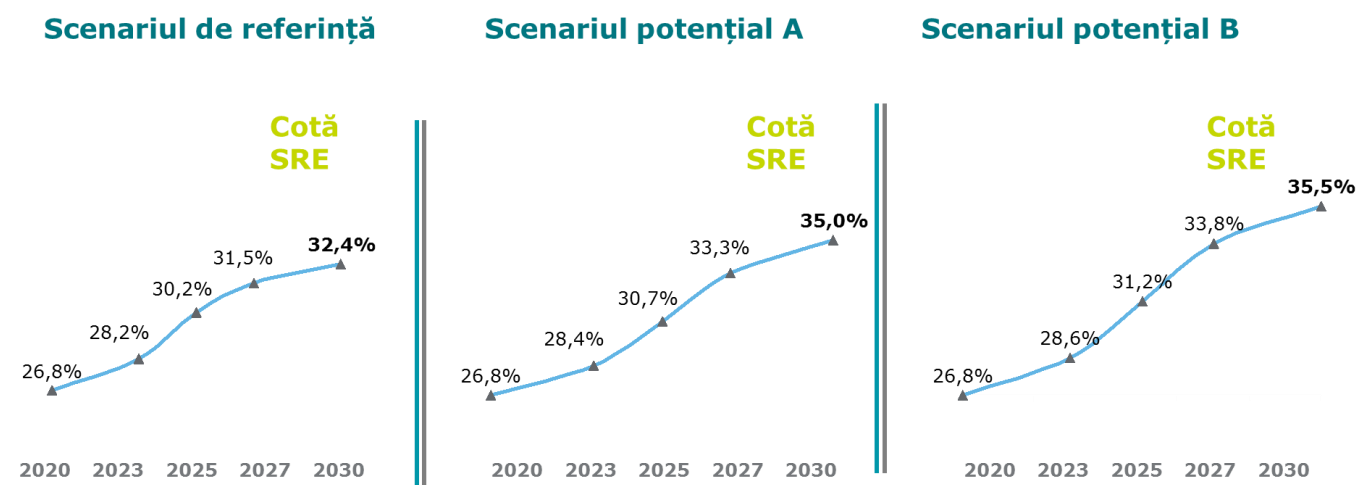
În cadrul acestui studiu s-a urmărit testarea fezabilității mai multor scenarii pentru a determina în ce condiții România ar putea atinge o cotă de energie regenerabilă crescută și care ar fi impactul deciziei majorării acestei cote la nivelul sistemului energetic, dar și al economiei. Proiecțiile rezultate din modelare se concentrează asupra cotei energiei regenerabile, capacitatea netă instalată și producția netă de energie electrică pentru fiecare scenariu, prețurile energiei în fiecare dintre scenariile analizate, precum și investițiile necesare pentru creșterea cotei energiei regenerabile.

i. Evoluții ale cotei energiei regenerabile în scenariile analizate

Pentru fiecare scenariu au fost proiectate și țintele intermediare pentru anii 2023, 2025 și 2027, toate având același punct de plecare - în anul 2020. S-a luat în considerare o cotă de 26,8% în 2020, care a fost proiectată pe baza estimărilor disponibile (la nivelul anului 2016, cota de energie regenerabilă pentru România a fost de 25%).

În figura de mai jos sunt ilustrate cele 3 scenarii și evoluția cotelor în perioada 2020 – 2030. Stabilirea de ținte intermediare este foarte importantă, întrucât funcționează ca un mecanism de control, prin intermediul căruia poate fi monitorizat parcursul către ținta la nivelul anului 2030.

Figură 3 - Evoluția cotei energiei regenerabile, 2020 – 2030, [%]



Sursa: Calcule Deloitte

În cazul scenariului de referință, cele mai mari creșteri ale cotelor se vor înregistra între 2023 și 2025, atunci când creșterea va fi de puțin peste 2%.

În scenariul potențial A, o creștere semnificativă de 2,5% va fi înregistrată între 2025 și 2027, în timp ce în cazul scenariului potențial B se va înregistra o creștere de 2,6% în aceeași perioadă.

Evoluția cotelor poate fi influențată de probabilitatea realizării unor proiecte, precum și de reglementările de mediu. În mod evident, țintele intermediare pot suferi modificări, în cazul în care ipotezele și, implicit, scenariile de dezvoltare luate în considerare și detaliate mai sus se vor schimba.

ii. Evoluții ale capacității și producției nete în scenariile analizate

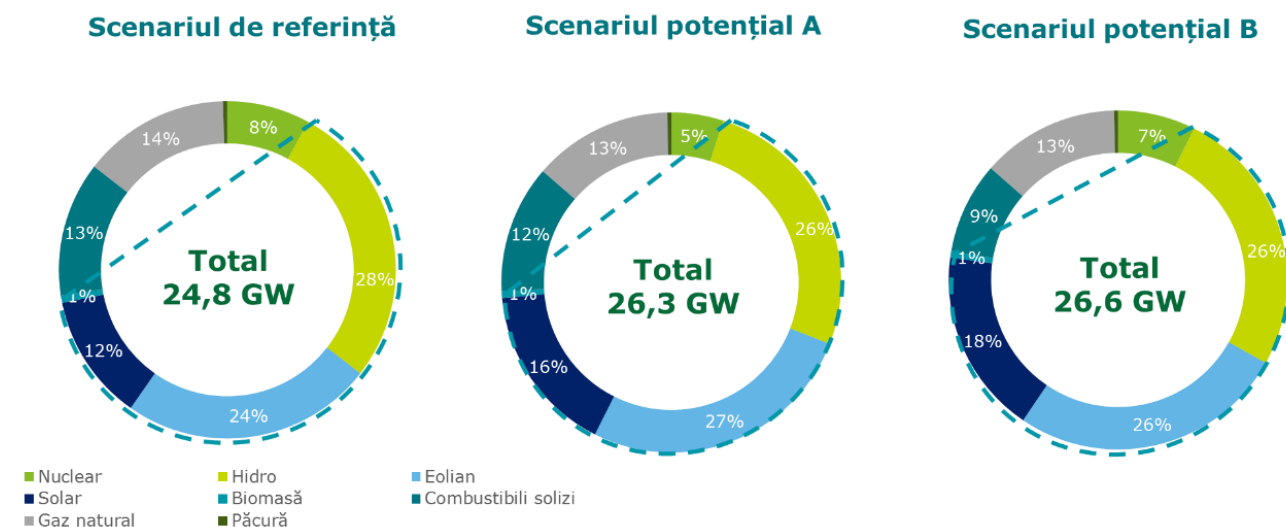
După prezentarea evoluției cotei energiei regenerabile până la nivelul anului 2030, un alt aspect important este reprezentat de structura capacității nete instalate, în funcție de sursă pentru anul 2030.

În funcție de ipotezele luate în considerare pentru fiecare scenariu, capacitatea netă instalată în funcție de sursă poate fi diferită. Spre exemplu, capacitatea nucleară în cazul scenariului potențial A va fi înlocuită cu energie din surse solare și eoliene.

În termeni de capacitate netă instalată, valorile din anul 2020 sunt aceleași în toate cele 3 scenarii, diferențe observându-se la prima treaptă intermediară din 2023.

În figura de mai jos sunt prezentate capacitățile nete instalate per scenariu în funcție de sursă și ponderea fiecărei surse în capacitatea totală.

Figură 4 - Capacitatea netă instalată, în funcție de sursă, per scenariu, 2030, [% , GW]



Sursa: Calcule Deloitte

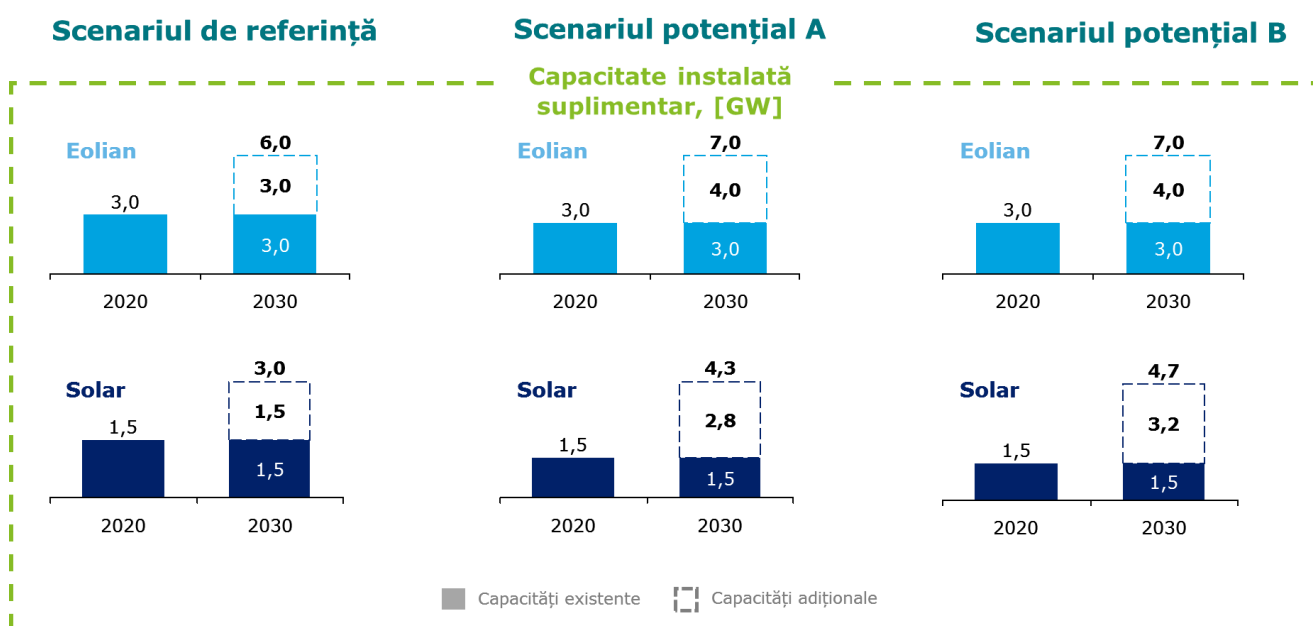
Astfel, în cazul scenariului de referință, la nivelul anului 2030, peste 65% din capacitatea netă instalată provine din surse regenerabile, în timp ce combustibilii fosili și gazul natural au o pondere de 27%. Scenariul de referință surprinde o creștere de 40% a capacității nete instalate din SRE în comparație cu anul 2020.

În scenariul potențial A, 70% din capacitatea netă instalată provine din surse regenerabile în 2030. Comparativ cu anul 2030, creșterea capacității provenite din SRE este cu 60% mai mare în 2030.

În cazul scenariului potențial B, 71% din capacitatea instalată provine din SRE în 2030, creșterea fiind de 64% față de capacitatea instalată estimată la nivelul anului 2020.

După cum am precizat anterior, în creșterea cotei energiei din SRE se pune accent pe creșterea capacității de energie eoliană și solară. În figura de mai jos se poate observa necesarul de capacitate ce va trebui instalată suplimentar pentru a atinge cotele de energie regenerabile în 2030, comparativ cu anul 2020.

Figură 5 - Capacitatea de energie eoliană și solară instalată suplimentar, per scenariu, 2030 comparativ cu 2020, [GW]



Sursa: Calcule Deloitte

Ținând cont de faptul că în 2020 se așteaptă să rămână aproximativ 3 GW de energie eoliană instalați, această capacitate se așteaptă a se dubla în 2030, în cazul scenariului de referință. Pentru scenariile potențial A și potențial B, creșterea capacității de energie eoliană va fi de 133% față de 2020, ajungând la 7 GW în 2030.

În cazul energiei solare, în scenariul de referință se va înregistra de asemenea o dublare a capacității, de la 1,5 GW la 3 GW. În cazul

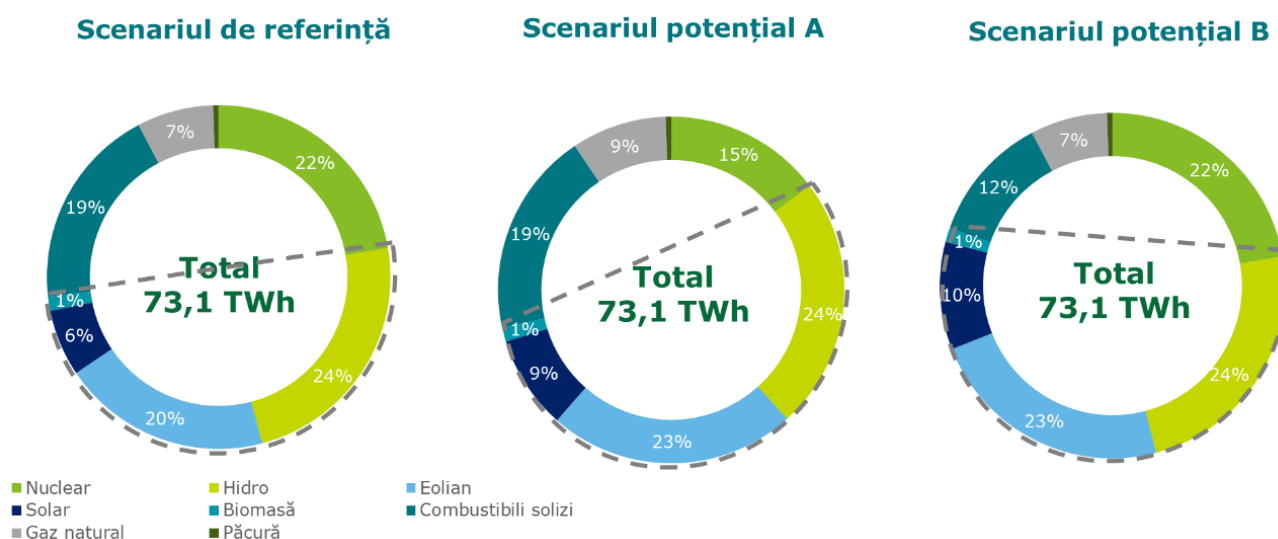
scenariului potențial A și potențial B, capacitatea de energie solară va crește de la 1,5 GW la 4,3 GW, respectiv la 4,7 GW.

Având în vedere ponderea crescută a energiei regenerabile în capacitatea netă instalată, impactul asupra producției nete de energie electrică este semnificativ.

Așa cum este ilustrat în figura de mai jos, în toate cele 3 scenarii, producția de energie electrică va ajunge la 73,1 TWh la nivelul anului 2030, care se așteaptă să crească treptat de la nivelul de 64 TWh estimat pentru anul 2020.

În cazul scenariului de referință, 51% din energia electrică generată va proveni din surse regenerabile la nivelul anului 2030, în timp ce în scenariul potențial A și potențial B, această cotă crește la 57%, respectiv 58%.

Figură 6 - Producția netă de energie electrică, în funcție de sursă, per scenariu, 2030, [%, GW]



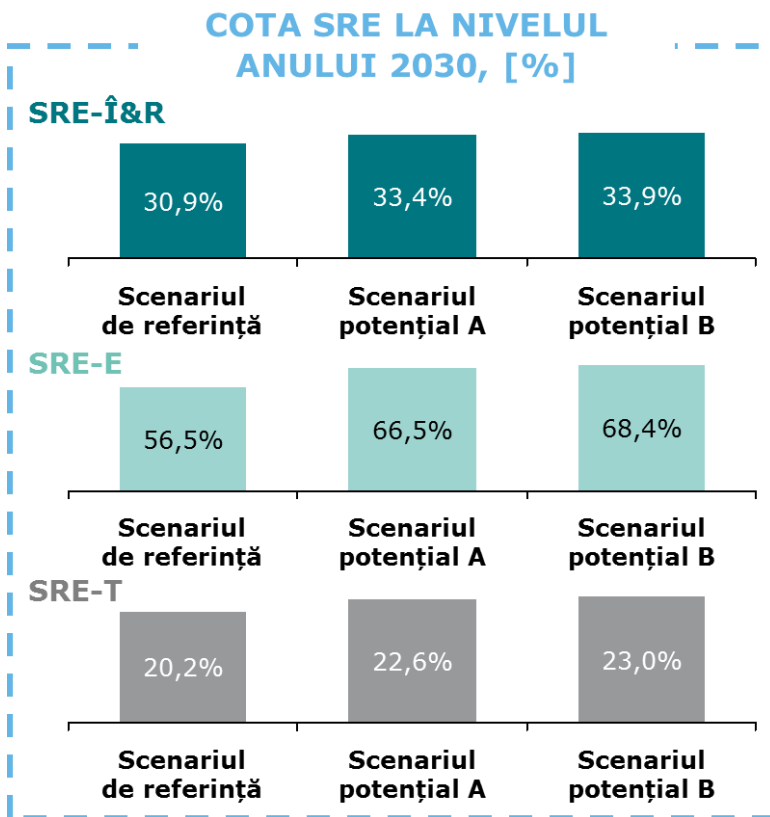
Sursa: Calcule Deloitte

În privința celorlalte sectoare care influențează ponderea globală a surselor regenerabile, evoluția estimată a acestora a avut în vedere, printre altele:

- obligația României de a atinge o cotă de 10% SRE-T la nivelul anului 2020 (respectiv 14% în 2030), în contextul modificării factorilor de multiplicare asociați utilizării de SRE (ex. SRE în consum de energie electrică pentru transportul feroviar);
- condiționalitățile impuse prin noua directivă privind energia regenerabilă, referitoare la tipurile de SRE utilizate și acceptate în calculul cotei SRE- Î&R.

În figura de mai jos se poate observa cum diferă cota de energie regenerabilă pentru fiecare din cele 3 sectoare, în funcție de scenariu.

Figură 7 - Cota SRE în încălzire & răcire, electricitate și transport, per scenariu, 2030, [%]



Sursa: Calcule Deloitte

SRE Î&R în 2030 va ajunge la 31% în cazul scenariului de referință, putând atinge 34% în cazul scenariului potențial B, deci a unei ponderi SRE globale de 35,5%.

Cota SRE-E va depăși 55% la nivelul anului 2030, în condițiile în care în anul 2020 se estimează a atinge 44%.

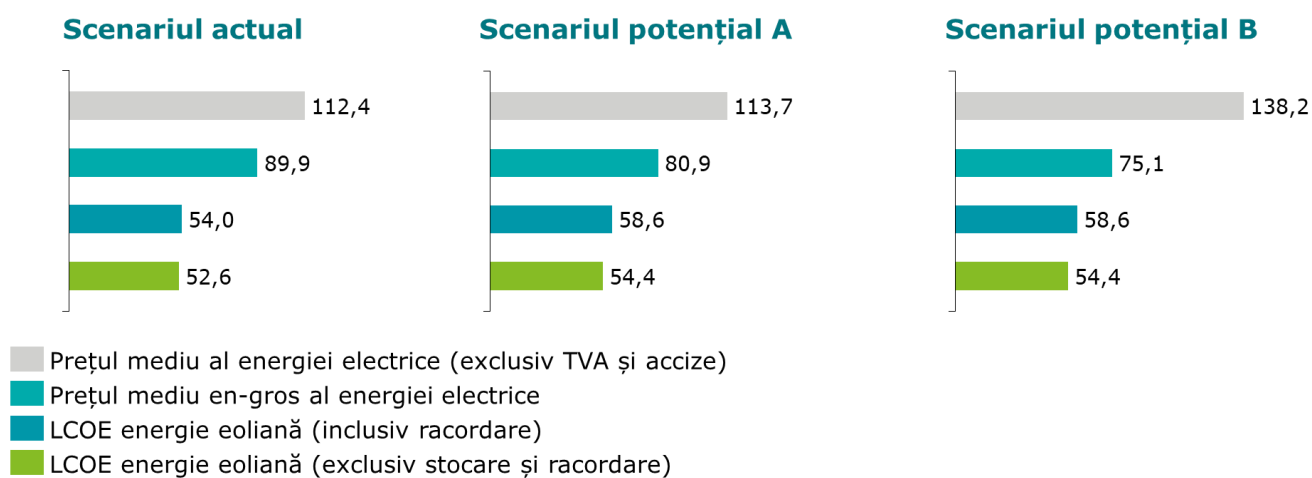
În cazul SRE-T, cota la nivelul anului 2020 se așteaptă a fi 10,2%, ceea ce înseamnă atingerea cotei impusă de către CE. Cota SRE-T se preconizează a crește, la nivelul anului 2030, până la 20% în cazul scenariului de referință, 22,6% în cazul scenariului potențial A și 23% în cazul scenariului potențial B.

iii. Evoluția comparativă a prețului energiei electrice între Scenariul actual și Scenariile de dezvoltare

În contextul elaborării Proiectului Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC, 2018), am extins analiza scenariilor de dezvoltare printr-o comparație cu principalii parametri ai PNIESC – considerat scenariul actual.

Una din ipotezele care au stat la baza modelării scenariilor analizate este creșterea consumului de energie electrică, așa cum este ilustrat în anexa acestui document. Această creștere a consumului va trebui susținută prin investiții semnificative în centrale noi și rețele, cheltuieli care se vor reflecta în prețul energiei electrice. Estimările bazate pe ipotezele analizate indică faptul că prețul energiei electrice va atinge un maxim în 2030 și va scădea ulterior, datorită unui cost de generare mai redus, influențat de evoluția tehnologiilor.

Figură 8 - Prețul energiei electrice și LCOE per scenariu, 2030, [EUR/MWh]



Sursa: Calcule Deloitte

Prețul mediu al energiei electrice a fost analizat în raport cu costul mediu al producției de energie electrică, prețul mediu al energiei electrice angro și LCOE. Pentru LCOE au fost calculate 2 variante, una care include costurile de racordare și stocare și o alta care include doar costurile de racordare.

Așa cum poate fi observat în figura de mai sus, prețul mediu al energiei electrice este de 112,4 EUR/ MWh în *Scenariul actual*, 113,7 EUR/ MWh în *Scenariul potențial A* și de 138,2 EUR/ MWh în *Scenariul potențial B*.

Pentru calculul LCOE s-a considerat ca bază de calcul proiecția LCOE eolian conform BNEF – Germania USD '16, ca medie pentru perioada 2021-2030. Pentru România s-a făcut o ajustare de 10% în plus față de costul din Germania. Această ajustare este aceeași în cazul scenariilor analizate. Valorile rezultate pentru LCOE pot fi consultate în figura de mai sus, atât în varianta care include costurile cu stocarea cât și în varianta care nu ia în considerare aceste costuri.

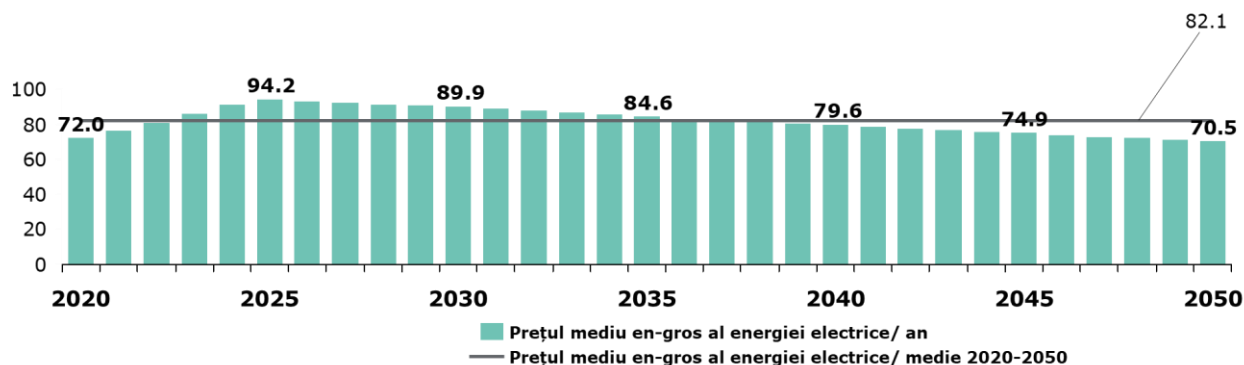
Pentru calculul prețului mediu al energiei electrice angro⁶ s-au folosit ca bază informații colectate de la Bursa Europeană de Energie (EEX), Bursa

⁶ Niciunul dintre prețuri nu ia în considerare vreun tip de discount.

de energie (HUPX) și Bursa de produse derivate (HUDEX) din Ungaria și Bursa de energie din România (OPCOM) la care au fost adăugate ipotezele fundamentate de către echipa de consultanți, pe baza ultimelor informații disponibile la nivel european⁷. Astfel a reieșit un preț mediu al energiei electrice angro de 89,9 EUR/ MWh în anul 2030 în *Scenariul actual*, respectiv 80,9 în Scenariul potențial A și 75,1 EUR/MWh în *Scenariul potențial B*.

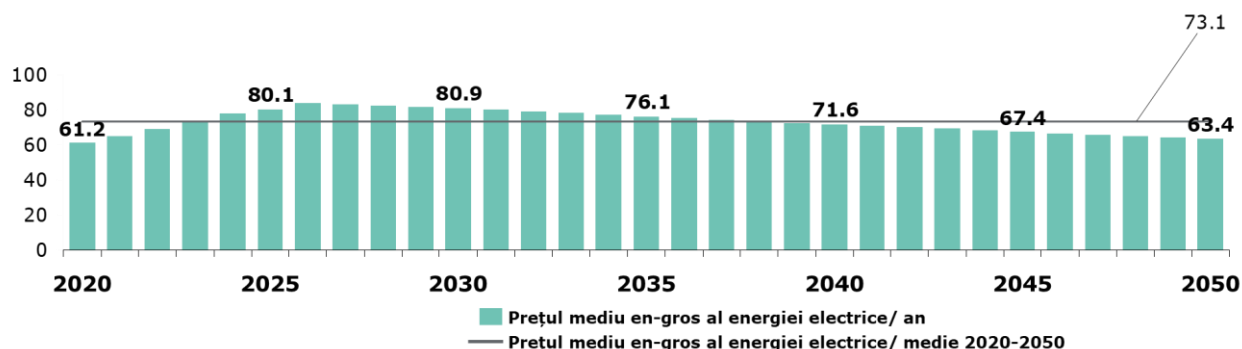
Pentru o mai bună înțelegere, în figurile următoare se pot observa evoluția prețului angro al energiei electrice în perioada 2020 – 2050, în trei scenarii. Precizăm faptul că tranzacțiile încheiate pe platformele EEX/ HUDEX/ OPCOM, pentru energie electrică livrată în anul 2019, s-au situat între 50 și 61,77 EUR/ MWh.

Figură 9 - Evoluția prețului mediu al energiei electrice angro, 2020 – 2050, în cazul *Scenariului actual* [EUR/ MWh]



Sursa: Calcule Deloitte

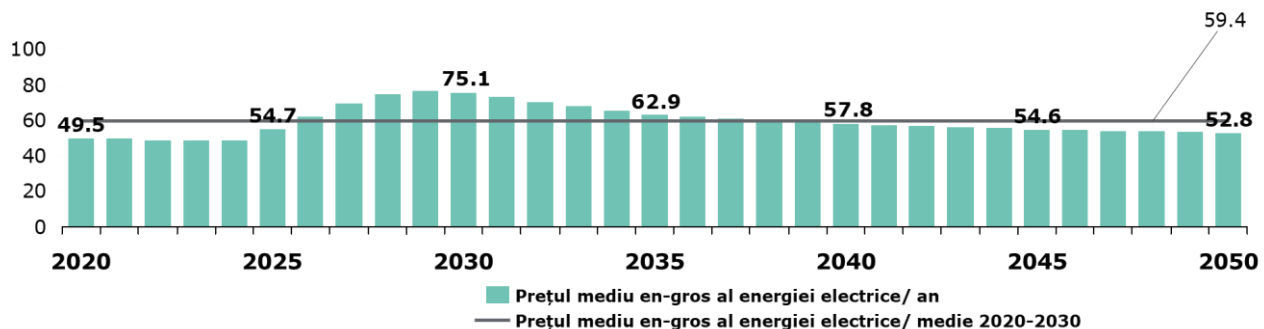
Figură 10 - Evoluția prețului mediu al energiei electrice angro, 2020 – 2050, în cazul *Scenariului potențial A* [EUR/ MWh]



Sursa: Calcule Deloitte

⁷ Prețurile angro, veniturile și riscurile producătorilor în contextul unei cote crescute de SRE variabile în sistemul energetic, Decembrie 2018 (Eng. „Wholesale market prices, revenues and risks for producers with high shares of variable RES in the power system”), disponibil la: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/metis_s14_electricity_prices_and_investor_revenue_risks_in_a_high_res_2050.pdf

Figură 11 - Evoluția prețului mediu al energiei electrice angro, 2020 – 2050, în cazul *Scenariului potențial B* [EUR/ MWh]



Sursa: Calcule Deloitte

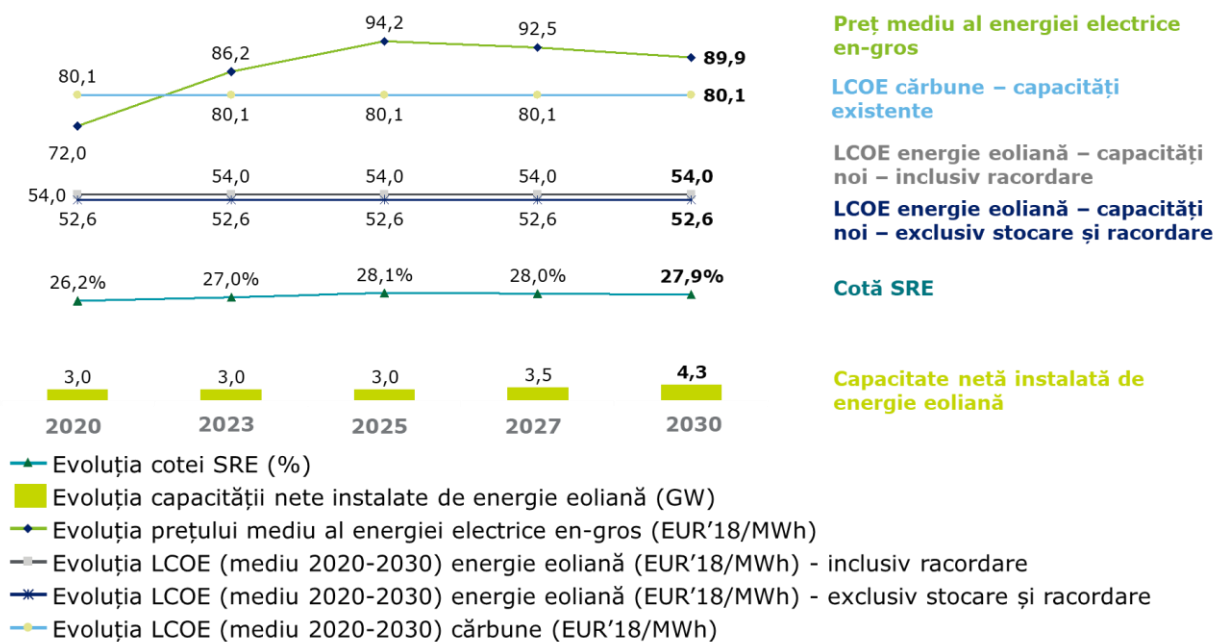
Pentru fiecare scenariu s-au pus în perspectivă evoluțiile capacității nete instalate de energie eoliană, a cotei energiei din surse regenerabile din consumul final de energie, a prețului mediu angro al energiei electrice și a LCOE al energiei eoliene, atât cu costuri de stocare cât și fără. LCOE pentru energia eoliană este considerat ca având o valoare constantă în perioada de analiză. Ca noutate a fost adăugat LCOE pentru cărbune, pentru a se putea face comparația dintre acesta și LCOE pentru energia eoliană.

LCOE pentru cărbune este considerat a fi același pentru toate scenariile analizate.

Potrivit ipotezelor de calcul și datelor analizate, costul uniformizat al electricității din surse regenerabile – energie eoliană va ajunge la valori similare cu cel al energiei din surse convenționale – cărbune la orizontul anului 2020.

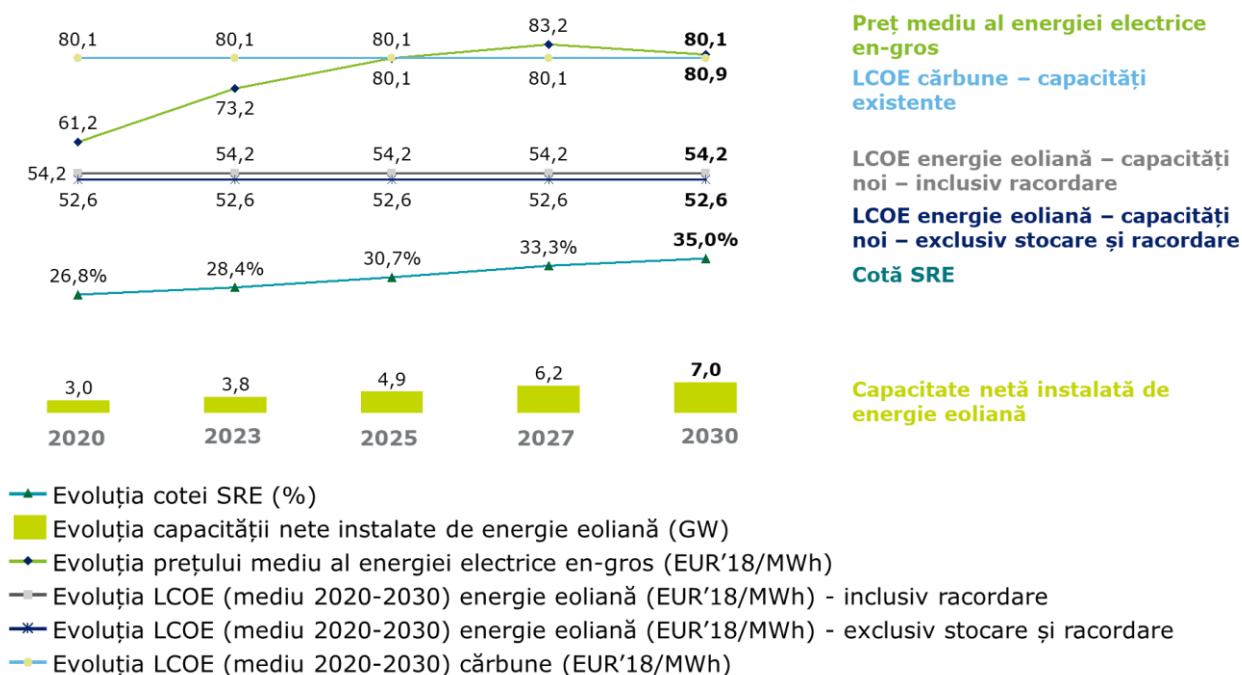
După cum se poate observa în figura de mai jos, în cazul *Scenariului actual*, la nivelul anului 2030, LCOE al energiei eoliene este mai mic comparativ cu prețul mediu al energiei electrice angro. De asemenea, LCOE al energiei eoliene este mai mic decât media prețului angro al energiei electrice pentru perioada 2020 – 2030.

Figură 12 - Evoluții la nivelul *Scenariului actual*, 2020 – 2030



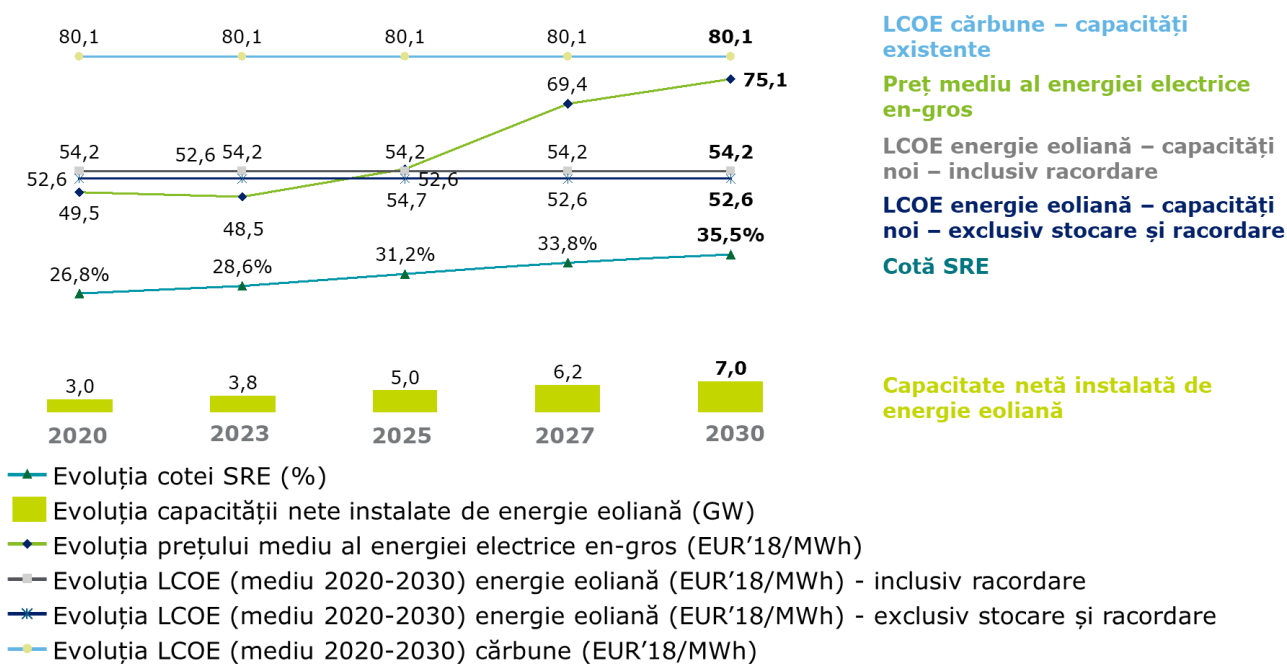
Sursa: Calcule Deloitte

Figură 13 - Evoluții la nivelul *Scenariului potențial A*, 2020 – 2030



Sursa: Calcule Deloitte

Figură 14 - Evoluții la nivelul *Scenariului potențial B*, 2020 – 2030



Sursa: Calcule Deloitte

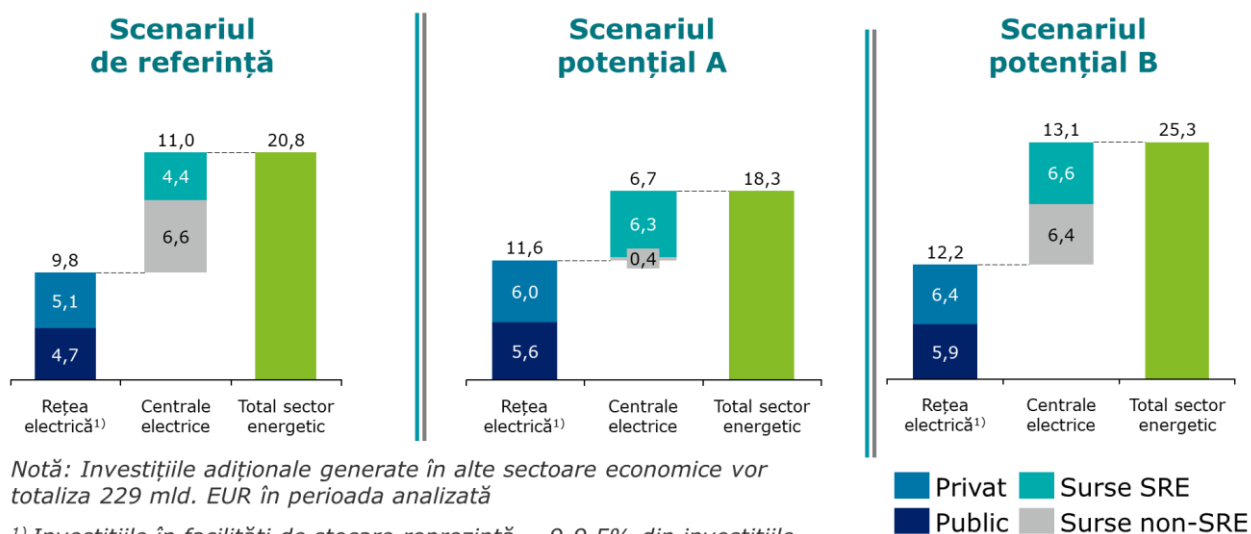
Prin analizarea acestor evoluții se poate afirma că instalarea de capacități adiționale de energie eoliană și solară în mixtul energetic al României poate reprezenta o soluție fezabilă pe termen mediu și lung, România având o șansă reală de a atinge o cotă a energiei regenerabile în consumul final energetic de 35,5%.

iv. Investițiile necesare pentru fiecare scenariu

Creșterea cotei energiei regenerabile implică o serie de investiții semnificative în sistemul energetic românesc, care trebuie analizate însă și din perspectiva sprijinului acordat de Uniune prin mecanismele și instrumentele de finanțare pe care le pune la dispoziția statelor membre în cadrul următorului buget comunitar.

Pentru a susține atingerea obiectivelor scenariilor prezentate, s-a realizat o simulare a investițiilor necesare în perioada 2021 – 2030. Astfel, așa cum este prezentat în figura de mai jos, investițiile cumulate în sectorul energetic românesc, pentru perioada de analiză, se așteaptă a fi de peste **18 mld. EUR**, cu posibilitatea de a ajunge la **25,3 mld. EUR**, în cazul *Scenariului potențial B*.

Figură 15 - Cheltuieli de investiții necesare, 2021 – 2030 cumulat [mil. EUR]



Notă: Investițiile adiționale generate în alte sectoare economice vor totaliza 229 mld. EUR în perioada analizată

¹⁾ Investițiile în facilități de stocare reprezintă ~ 9-9.5% din investițiile totale în rețeaua electrică; cotele procentuale aferente investițiilor publice/private au fost estimate pe baza datelor din raportul anual ANRE 2016

Sursa: Calcule Deloitte

Cheltuielile de investiții preconizate se împart între cheltuieli în centralele electrice (materiale, echipamente, etc.), respectiv în rețeaua electrică (de transport sau distribuție).

În cazul investițiilor în rețeaua electrică s-a realizat o defalcare între investițiile publice și cele private, ponderea acestora fiind aproximativ egală și echilibrată, estimându-se un efort puțin mai mare din partea sectorului privat.

De asemenea, în cazul investițiilor în centralele electrice s-a realizat o estimare a investițiilor care vor produce energie electrică regenerabilă precum și a investițiilor în surse convenționale de producție a energiei.

Scenariul cu cele mai mici cheltuieli de investiții este *Scenariul potențial A*, întrucât sunt eliminate costurile cu construirea reactoarelor nucleare U3 și U4. *Scenariul actual* solicită un efort investițional de aproximativ 22,9 mld. EUR, conform PNIESC.

În plus față de cele prezentate mai sus, se preconizează investiții adiționale generate în alte sectoare economice ce vor totaliza **229 de miliarde EUR** în perioada 2021 – 2030.

Pentru a atinge obiectivele UE la nivelul anului 2030 privind energia și clima este necesară, la nivel european, o finanțare suplimentară de 270 de mld. EUR pe an, capital provenit, în principal, de la investitorii privați. Ponderea investițiilor estimate în cazul României reprezintă circa 10% din estimările UE (24,5 miliarde euro total investiții în România pe an, atât în

sectorul energetic cât și în alte sectoare economice, în cazul unei cote SRE de 35,5%).

Deși investițiile estimate sunt semnificative, reglementările UE vor susține implicarea capitalului privat în realizarea investițiilor. Consiliul European a anunțat inițiativa de creștere de la 20 la 25% a ponderii cheltuielilor pentru combaterea schimbărilor climatice în bugetul Uniunii în exercițiul financiar următor (2021-2027).

Pe lângă această inițiativă, mai există unele instrumente de sprijin pentru a putea duce la îndeplinirea obiectivelor propuse cum ar fi: Fondul European pentru Investiții Strategice (EFSD) și implementarea Planului de acțiune al UE privind finanțarea dezvoltării durabile a sectorului energetic; Scheme de sprijin conform la art. 5 din Directiva privind SRE; Platforma de finanțare în conformitate cu art. 27 din Regulamentul de Guvernanță a Uniunii Energetice; Fondul InvestEU, activ începând cu anul 2021 (oferind, printre altele, garanții dezvoltatorilor); Fondul de Modernizare din EU ETS (2021 – 2030); Transferuri statistice, etc.

III. Impactul și beneficiile unei cote de energie regenerabilă crescută

Sectorul energetic joacă un rol principal pentru prosperitatea economică a României, având o pondere de peste 5% în formarea de valoare adăugată brută la nivel național (2015).

România deține un potențial natural crescut de valorificare a surselor de energie regenerabilă, bazându-se în principal pe utilizarea resurselor de energie solară și eoliană.

Factorii de decizie au responsabilitatea de a lua decizii din ce în ce mai bine informate cu privire la oportunitățile pentru susținerea generării de energie din surse regenerabile. În majoritatea cazurilor, aceste decizii se bazează în principal pe comparația costului total uniformizat al energiei produse (LCOE) al tehnologiilor de producere. Acest studiu însă ia în considerare și analiza altor indicatori macroeconomici, cu scopul de a măsura beneficiile suplimentare create în economia națională în urma investițiilor SRE. De aceea, se justifică o analiză mai atentă a contribuției SRE la creșterea economică și evaluarea valorii adăugate în sectoarele economiei pe care aceste investiții le vor aduce României în ansamblu. Mai mult, cuantificarea emisiilor de CO₂, un alt indicator la nivel macro, reprezintă un argument indispensabil în contextul unor dezbateri în vederea creșterii cotei SRE.

Analiza de impact a fost realizată pe baza expertizei Deloitte, și vizează cuantificarea impactului economic și a beneficiilor suplimentare asociate creșterii cotei SRE în consumul de energie electrică **în scenariile modelate**. Evoluția cotei SRE reprezintă un subiect de o importanță majoră nu doar pentru țara noastră, cât și un angajament față de partenerii externi, și în special o responsabilitate față de generațiile viitoare. Rezultatele analizei arată faptul că tranziția energetică va avea un impact incontestabil asupra economiei și securității energetice a României. În acest context, obiectivele analizei au fost următoarele:

- ✓ Calcularea impactului economic pe care investițiile în centrale de producere a energiei eoliene îl vor avea în Produsul Intern Brut al României
- ✓ Calcularea impactului economic pe care investițiile în rețelele de transport și distribuție a energiei electrice îl vor avea în Produsul Intern Brut al României
- ✓ Analiza efectelor de propagare în ansamblul economiei ce pot fi determinate în sectoarele relevante tranziției energetice (de

exemplu: transporturi, construcții, industria autovehiculelor) și care va duce la dezvoltarea suplimentară a economiei per ansamblu;

- ✓ Ilustrarea și compararea impactului scenariilor SRE asupra mediului.

a. Impactul economic

Prezenta analiză de impact ia în considerare investițiile în proiecte noi de producere a energiei eoliene, precum și în rețelele de transport și distribuție în perioada 2021-2030. Evaluarea impactului economic se bazează pe *Scenariul potențial A*, presupunând o cotă SRE de 35% din consumul final brut de energie.

În cadrul acestei analize, impactul economic a fost cuantificat prin analiza **volumului de investiții**, incluzând cheltuielile de capital și operaționale, și impactul acestor investiții asupra **PIB-ului României**. Defalcarea impactului în direct și indirect ilustrează efectele pe care proiectele SRE le au asupra economiei românești. Pentru mai multe detalii cu privire la definiția impactului direct și indirect, vă rugăm să consultați secțiunea „Note metodologice” prezentată în Anexă.

De asemenea, proiectele SRE au un impact asupra sectoarelor industriale conexe, dar și asupra întregii economii. Așadar, analiza prezintă și impactul pe care investițiile în SRE le pot avea asupra economiei românești (2021 – 2030).

i. Impactul investițiilor SRE

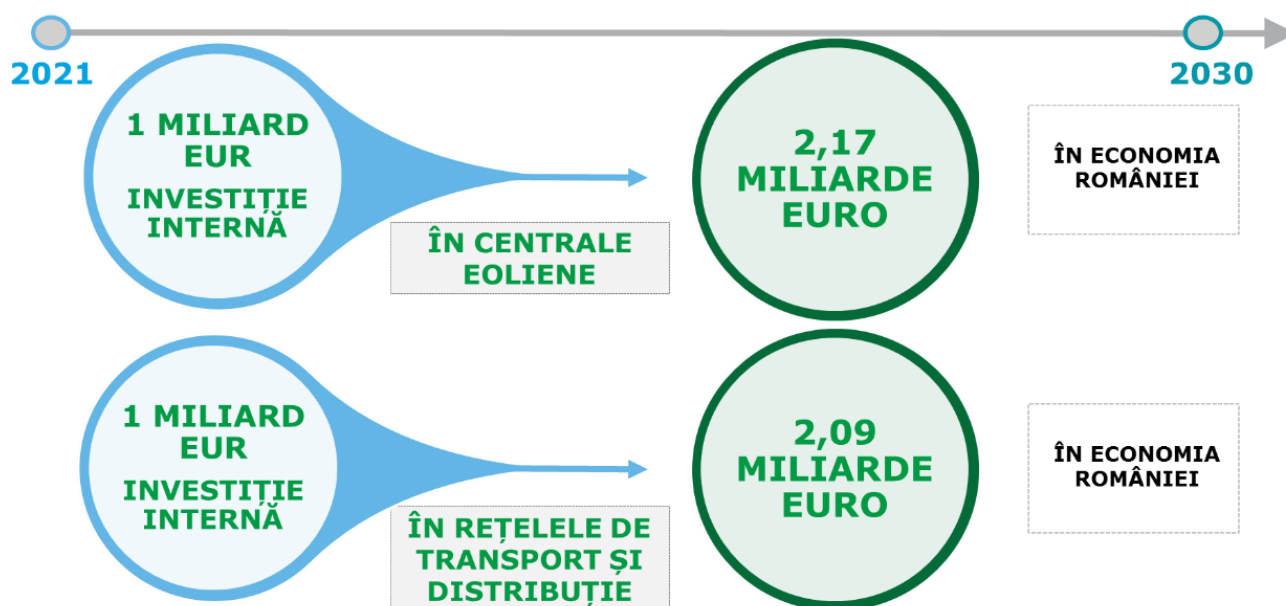
Calcululele care au stat la baza analizei de impact arată că valoarea cumulată a investițiilor interne în SRE este **de 18,3 mld. EUR** pentru perioada analizată. Din totalul investițiilor în parcuri eoliene, 42% vor fi cheltuite în economia românească, în timp ce în cazul rețelelor de transport și distribuție a energiei electrice acest procent este de 55%.

Astfel, în perioada analizată (2021 – 2030), fiecare miliard al investițiilor în SRE va aduce o valoare adăugată economiei românești de **2,17 mld. EUR** respectiv **2,09 mld. EUR**.

Cu alte cuvinte, rezultatele arată că un miliard de EUR cheltuit pentru parcuri eoliene sau rețele electrice va conduce la o valoare adăugată în economia românească de **cel puțin 2 miliarde EUR**.

Rezultatele menționate mai sus sunt ilustrate în figura următoare.

Figură 16 - Prezentare generală a impactului investițiilor în proiecte de energie eoliană și în rețelele electrice în perioada 2021 – 2030



Sursa: Analiză Deloitte

1) Impactul investițiilor în parcuri eoliene

În vederea cuantificării valorii adăugate generată din investițiile în producerea energiei electrice în centrale electrice eoliene dispecerizabile (CEED), această a fost defalcată pe tipuri de impact.

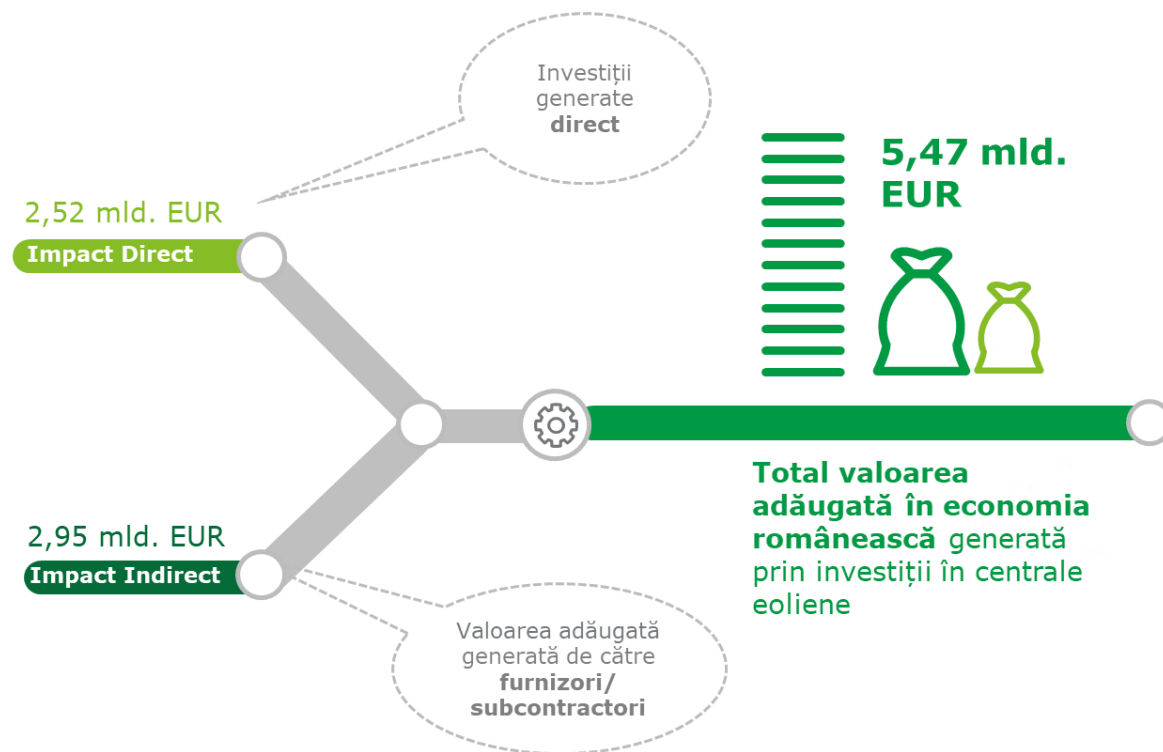
Impactul direct cuprinde investițiile și activitățile dezvoltatorilor centralelor eoliene, iar volumul investițiilor poate fi evaluat prin măsurarea cheltuielilor de capital și operaționale pe parcursul ciclului de viață ale proiectelor. Mai mult, se aplică un multiplicator de 42% (0,42), reprezentând gradul de absorbție pentru piața românească sau cu alte cuvinte, ponderea investițiilor totale cheltuită în economia românească. Având un volum total al cheltuielilor de capital de 4,51 mld. EUR, impactul direct ajustat al parcurilor eoliene în economie va totaliza **2,52 mld. EUR** în perioada analizată.

A doua categorie este cea a **impactului indirect**, reprezentând suma tuturor activităților desfășurate de către furnizorii și subcontractorii centralelor eoliene din industrie, cuprinzând în principal producătorii turbinelor și a altor componente, precum și prestatori de servicii. Aplicând factorul de multiplicare (0,55), aceste activități vor rezulta într-un impact indirect de **2,95 mld.** între anii 2021 și 2030 în România.

În concluzie, impactul total generat atât prin investiții directe cât și indirecte în parcurile eoliene se cifrează la o valoare adăugată totală de **5,47 mld.** în economia României între 2021 și 2030.

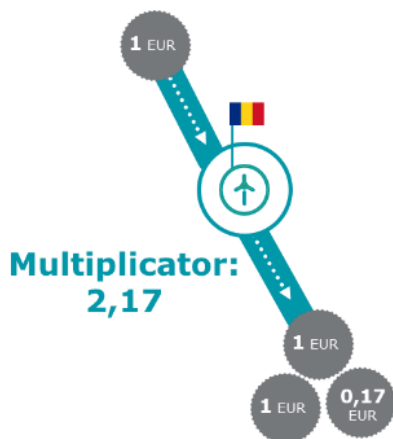
Cu alte cuvinte, un miliard EUR investit direct în parcuri eoliene va genera un total de **2,17 mld. EUR** în economia țării.

Figură 17 - Impactul direct, indirect și total al investițiilor în parcuri eoliene în perioada 2021 – 2030



Sursa: Analiză Deloitte

Figură 18 - Multiplicator investiții în centrale eoliene, 2021-2030



Fiecare EUR investit direct în centralele eoliene va genera **2,17 EUR** în economia românească.

Sursa: Analiză Deloitte

2) Impactul investițiilor în rețelele de transport și distribuție a energiei electrice

Valoarea adăugată generată prin investiții în rețelele de transport și distribuție a energiei electrice în România a fost defalcată pe cele două tipuri de impact.

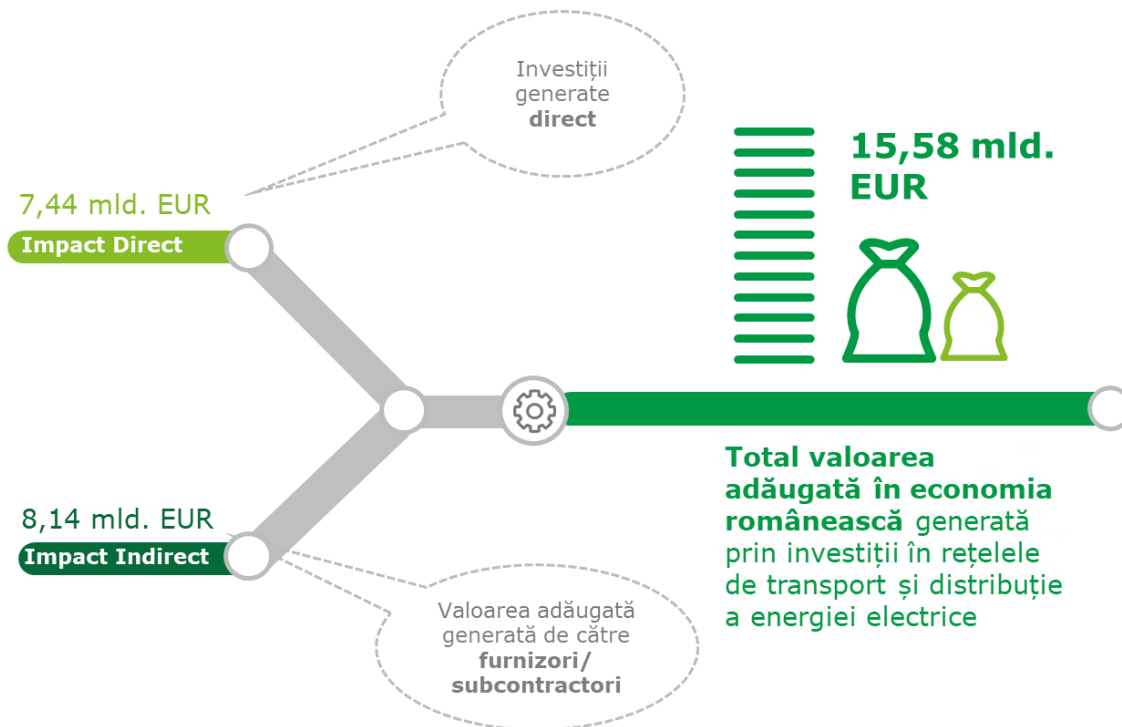
Impactul direct cuprinde investițiile în rețelele de transport și distribuție a energiei electrice, cuprinzând cheltuielile de capital și operaționale pe parcursul ciclului de viață ale proiectelor. În cazul rețelelor se aplică un multiplicator de 55% (0,55), reprezentând gradul de absorbție pentru piața românească. Așadar, din volumul total al cheltuielilor de capital, impactul direct ajustat a rețelelor de transport și distribuție a energiei electrice în economie va totaliza **7,44 mld. EUR** în perioada analizată.

Impactul indirect reprezintă toate activitățile desfășurate de către furnizorii și subcontractorii de servicii și materiale implicați în proiectele de investiții în rețelele de transport și distribuție a energiei electrice în România, iar aplicând factorul de multiplicare (0,55), impactul indirect se ridică la o valoare de **8,14 mld. EUR** între 2021 și 2030.

Concluzionând, impactul total generat atât prin investiții directe cât și indirecte în rețele electrice se cifrează la o valoare adăugată totală de **15,6 mld. EUR** în economia României între 2021 și 2030.

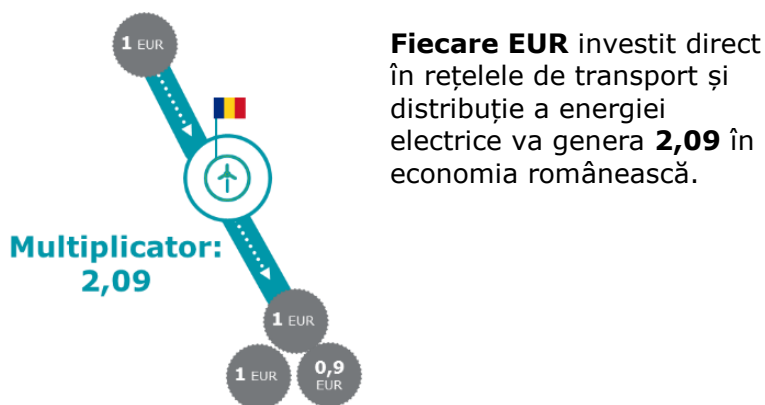
Cu alte cuvinte, un miliard EUR investit direct în rețelele de transport și distribuție a energiei electrice va genera un total de **2,09 mld. EUR** în economia țării.

Figură 19 – Impactul direct, indirect și total al investițiilor în rețelele de transport și distribuție a energiei electrice în perioada 2021 – 2030



Sursa: Analiză Deloitte

Figură 20 - Multiplicator investiții în rețelele de transport și distribuție, 2021-2030



Sursa: Analiză Deloitte

ii. Efecte adiționale ale dezvoltării SRE

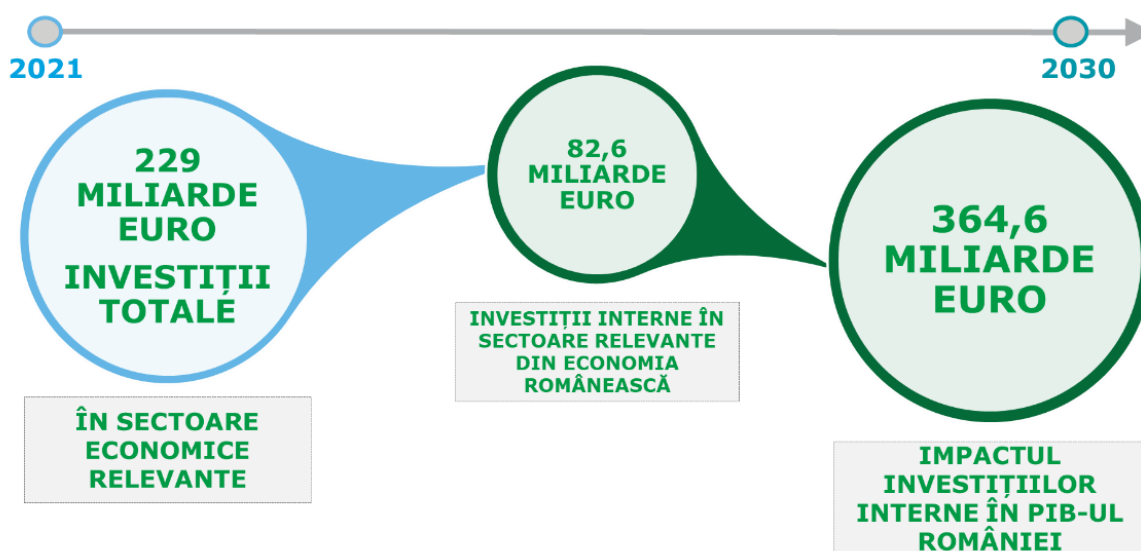
Tranziția în domeniul energiei va aduce beneficii tuturor sectoarelor economice, facilitând competitivitatea, inovarea și noi oportunități de investiții.

În cadrul acestui studiu, am cuantificat impactul investițiilor interne care vor fi efectuate în sectoarele considerate ca fiind cele mai relevante pentru tranziția energetică asupra Produsului Intern Brut al României. Investițiile în sectoarele în cauză vor totaliza 229 mld. EUR, iar **valoarea investițiilor interne** efectuate în aceste sectoare din economia românească va fi de **82,6 mld. EUR**, având un grad de absorbție pentru piața românească între 20% și 70%.

Rezultatul evaluării arată că **impactul investițiilor** din sectoarele alese asupra PIB-ului României se va cifra la **364,6 mld. EUR** în perioada 2021-2030. Așadar, fiecare EUR investit în SRE în sectoarele relevante va genera **4,4 EUR** în Produsul Intern Brut în perioada analizată.

Rezultatele cheie sunt prezentate în figura următoare.






Figură 21 - Efecte adiționale ale investițiilor interne legate de SRE în sectoare relevante asupra PIB-ului României în perioada 2021 – 2030



Sursa: Analiză Deloitte

În figura de mai jos se regăsesc sectoarele relevante, cu menționarea cheltuielilor interne de capital (CAPEX), precum și impactul lor asupra PIB-ului României în perioada 2021-2030. Potențialul cel mai mare în privința impactului investițiilor SRE în PIB-ul românesc o are industria autovehiculelor cu o valoare de peste 43 mld. EUR investiții interne în SRE și un impact în PIB de 132 mld. EUR. Investițiile SRE în sectorul de transporturi se cifrează la aproape 11 mld. EUR, cu un impact în PIB de 112 mld. EUR, iar sectorul de construcții are un impact de 109 mld. EUR în PIB, la o valoare a investițiilor SRE de peste 20 mld. EUR.






Figură 22 - Investiții legate de energie în sectoare relevante și impactul lor în PIB-ul României în perioada 2021 – 2030

Sectoare economice relevante	CAPEX mld. €	Impact în PIB mld. €
 Producție industrială	4,85	4,99
 Construcții	20,00	109,44
 Transporturi	11,21	112,43
 Industria autovehiculelor	43,56	132,49
 Servicii energetice	2,92	5,30

Sursa: Analiză Deloitte

Investițiile interne în sectoarele relevante sunt menite să creeze noi activități asociate tranziției energetice, ilustrate în figura de mai jos:

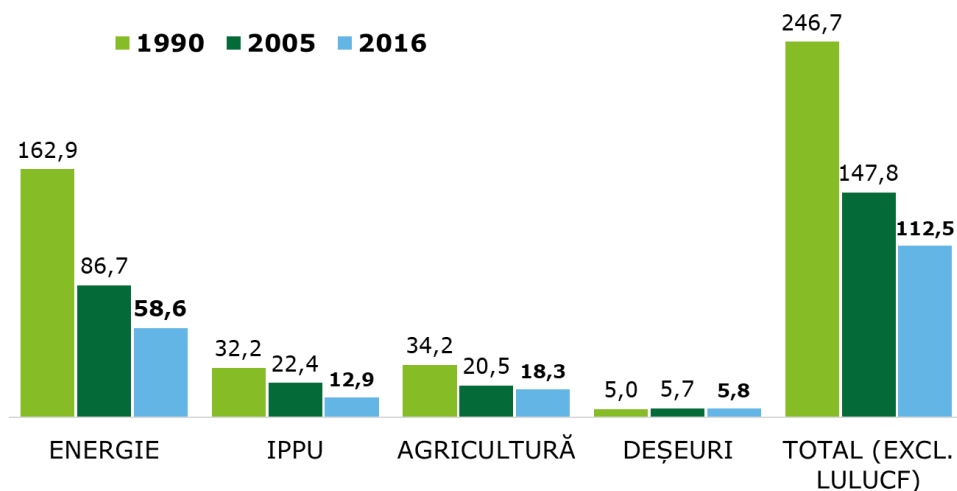
Figură 23 - Activități asociate tranziției energetice în sectoare relevante

 Producție industrială	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Fabricarea echipamentelor (componente RET, RED, centrale electrice) ✓ Modernizarea proceselor de producție ✓ Exploatarea și întreținerea noilor echipamente
 Construcții	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Reabilitarea energetică a clădirilor din sectorul rezidențial și de servicii ✓ Instalarea și întreținerea echipamentelor electrice ✓ Dezvoltarea instalațiilor de generare descentralizată
 Transporturi	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Dezvoltarea infrastructurii feroviare și portuare (electrificarea căilor ferate, porturi verzi, etc.) ✓ Noi servicii logistice asociate cu creșterea integrării soluțiilor pentru transportul de marfă inter-modal
 Industria autovehiculelor	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Fabricarea de vehicule electrice, baterii și alte componente ✓ Dezvoltarea infrastructurilor de reîncărcare ✓ Noi modele de afaceri (mobilitatea comună, etc.)
 Servicii energetice	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Operare și mentenanță a noilor echipamente ✓ Noi modele de afaceri (echilibrarea producției și consumului, agregarea cererii, etc.)

Sursa: Analiză Deloitte

b. Impactul asupra mediului

Figură 24 - Evoluția emisiilor GES în România, 1990-2016 [mil. t CO2 eq.]



Sursa: Inventarul Național al Emisiilor de Gaze cu Efect de Seră

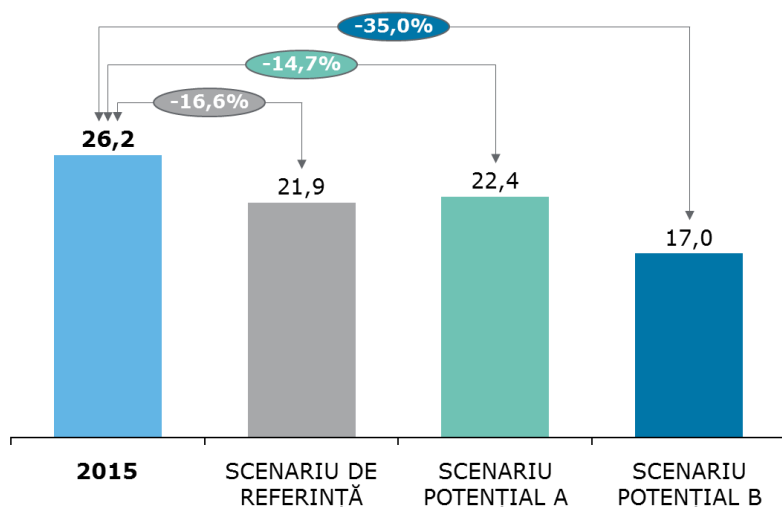
Scăderea accelerată a emisiilor GES s-a datorat unui proces amplu de transformare a sectorului industrial și este de așteptat ca acest trend descendent să fie semnificativ mai mic în perioada 2021 – 2030 comparativ cu perioada 1990 – 2016.

Cantitățile de **gaze cu efect de seră (GES)** produse conform celor 3 scenarii analizate se află într-o ordine descrescătoare, în comparație cu anul de referință 2015, când cantitatea GES era de 26,2 mil. t CO2 echivalent.

Pentru *Scenariul de referință*, care prevede o cotă SRE de 32,4%, cantitatea de GES ar scădea cu 16,6% la 21,9%. *Scenariul potențial A* cu o cotă țintă de 35% SRE în consumul final de energie ar putea realiza o scădere a cantității GES cu numai 14,7%, în timp ce în cazul *Scenariului potențial B*, pentru care cota SRE în consumul final de energie ar fie numai cu 0,5% mai mare față de scenariul precedent, și anume 35,5%, cantitatea emisiilor GES ar scădea cu 35%.

Diferența semnificativă în privința emisiilor GES între *Scenariile potențiale A și B* se explică în principal pe baza surplusului energiei nucleare generată de către unitățile 3 și 4, spre deosebire de ipoteza avută în vedere în cadrul *Scenariului A*, conform căroră aceste unități nu s-ar realiza.

Figură 25 - Evoluția GES din producția de energie electrică în fiecare scenariu, [mil. t CO2 eq.]

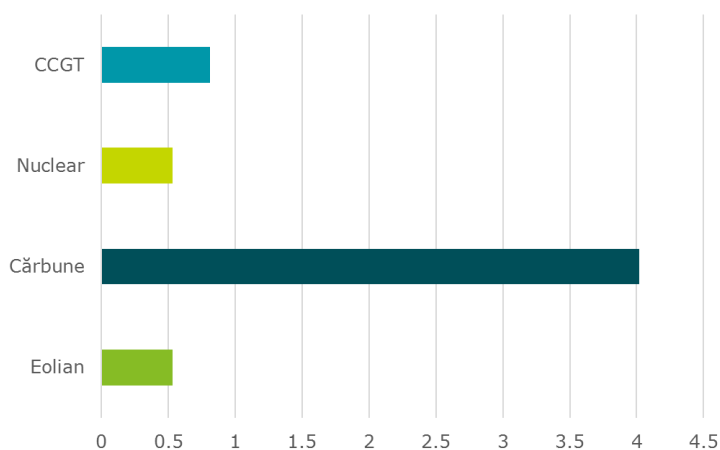


Sursa: Calcule Deloitte

Particulele PM10 (Particule de materie cu diametrul mai mic de 10 micrometri), în special provenind din arderea cărbunelui, sunt un factor care contribuie în mod semnificativ la poluarea aerului. Ele pot avea efecte negative asupra mediului, iar inhalarea poate cauza probleme respiratorii.

În figura de mai jos se regăesc cantitățile emisiilor PM10 pentru producerea unui Kwh energie electrică din surse convenționale și regenerabile în România. Cu o cantitate de doar 0,5 kg/10⁵ emisă în urmă producerii de energie eoliană, față de 4 kg/10⁵ în cazul arderii cărbunilor, se poate constata că dezvoltarea SRE ar contribui la eliminarea impactului negativ generat de emisiile PM10.

Figură 26 - Emisii PM10 pentru producerea unui Kwh energie electrică în România [kg/10⁵]



Sursa: RWEA

IV. Principalele bariere și provocări în atingerea unei cote SRE crescute la nivelul anului 2030

Analiza principalelor bariere și provocări în atingerea unei cote SRE corespunzătoare potențialului natural de valorificare a surselor de energie regenerabilă din România (82 GW⁸, depășind astfel de 3 ori capacitatea necesară – 26,6 GW – pentru atingerea unei ținte ambițioase de 35%) a avut în vedere caracteristicile cadrului actual de reglementare la nivelul sectorului, precum și a cadrului legislativ aferent nivelului de taxare aplicabil producătorilor SRE-E.

Principalele bariere identificate în urma analizei pot fi sintetizate după cum urmează:

1. Regulile și mecanismele de piață actuale nu oferă un cadru de tranzacționare (energie electrică și certificate verzi) adaptat specificului de producție a energiei electrice din surse regenerabile;
2. Accesul dezvoltatorilor la rețea este condiționat de îndeplinirea unor condiții tehnice excesive, îngreunat de proceduri administrative îndelungate și complexe, presupunând în același timp costuri semnificativ mai mari decât cele înregistrate la nivel național (comparativ cu tehnologiile clasice) sau european;
3. Instabilitatea cadrului fiscal și de reglementare generează costuri suplimentare, care afectează rentabilitatea centralelor existente și descurajează potențialii noi investitori;

Pe de altă parte, aportul surselor de energie regenerabilă ar putea fi esențial în răspunsurile României în ceea ce privește atingerea țintelor prevăzute în pachetul legislativ "Energie curată pentru toți europenii", având în vedere în mod special emisiile ETS. Pentru aceasta, o provocare este reprezentată inclusiv de extinderea geografică a resursei, în alte zone decât Dobrogea.

⁸ Calcule Deloitte

a. Caracteristicile cadrului actual de tranzacționare a energiei electrice

Una dintre cele mai importante bariere existente în dezvoltarea surselor de energie regenerabile este reprezentată de cadrul de tranzacționare disponibil în România. Acesta fixează reguli de vânzare-cumpărare ce îngreunează activitatea sau cresc costurile producătorilor de energie electrică din surse regenerabile. Conform regulilor OPCOM, un astfel de producător – cu capacități având o putere instalată de peste 3 MW ar trebui să contracteze pe piața angro o cantitate fermă de energie electrică cu un profil orar prestabilit în contrast cu variabilitatea producției sale.

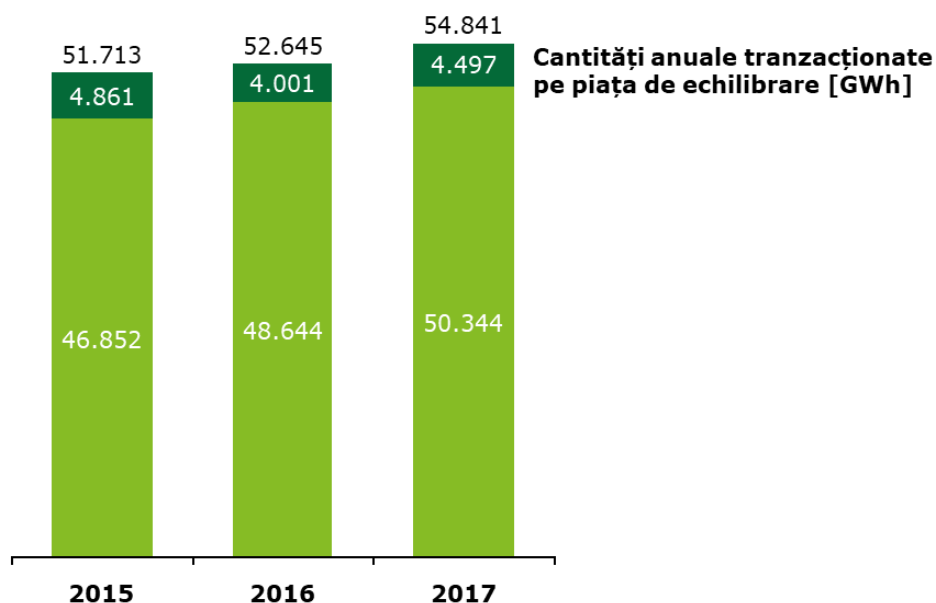
Imposibilitatea de livrare a energiei contractate (din motive de prognoză meteo sau disponibilitate grup) este sever penalizată pe piața de echilibrare.

Pe de altă parte, producătorii și furnizorii de energie electrică activi pe piața cu amănuntul din România încheie contracte de furnizare cu clienți casnici și/ sau non-casnici având la bază o profilare variabilă în funcție de consumul acestor clienți (cu diferențe semnificative între intervalele orare ale aceleiași zile). Contractele încheiate pe piața cu amănuntul pot fi denunțate unilateral de către clienții finali, fără plata de penalități, cu un preaviz de 21 de zile.

Pe piața angro, chiar dacă durata preavizului ar fi similară, opțiunea denunțării unilaterale a contractelor presupune plata unor penalități care majorează semnificativ costurile de tranzacționare ale participanților la piață. Mai mult, vânzarea/ cumpărarea de energie electrică pe piețele operate de OPCOM este însoțită, în majoritatea cazurilor, de obligativitatea prezentării unor instrumente de garantare, fapt ce contribuie suplimentar la creșterea costurilor de tranzacționare.

Inadecvarea cadrului de tranzacționare este dată și de dimensiunea pieței de echilibrare. O piață de echilibrare în care cantitățile tranzacționate (prezentate grafic mai jos) sunt semnificative, reprezintă o dovadă a inadapării la nevoile participanților la piață, generând costuri suplimentare.

Figură 27 - Dimensiunea pieței de echilibrare din totalul consumului, [GWh]



Sursa: ANRE, Raportul anual privind activitatea ANRE, 2017 și Raport monitorizare piață de energie electrică – luna decembrie, 2017

b. Limitarea accesului la rețea – considerente de sistem și infrastructură fizică

Prevalând-se de asigurarea funcționării în condiții de siguranță a SEN, Transelectrica utilizează prin intermediul unei proceduri operaționale o metodologie de calcul⁹ a puterii preluate din CEE și CEF bazată pe disponibilitatea rezervei terțiare rapide (RTR) disponibile atât la creștere, cât și la scădere.

Mai mult, procedura are ca scop, folosind aceleași criterii de calcul, și evaluarea influenței puterii instalate în CEE și CEF asupra evoluției necesarului de rezerve în SEN în anul următor, dar și indicarea puterii produse de CEE și CEF care poate fi preluată, în cadrul activităților privind accesul la rețea al CEE și CEF din punct de vedere al încadrării în balanța de producție – consum la nivelul SEN.

Astfel, cadrul de reglementare actual permite exclusiv instalarea de noi centrale eoliene și fotovoltaice în funcție de disponibilitatea resurselor și centralelor hidroelectrice/cu funcționare pe baza gazului natural (cele două surse având posibilitatea de a se încadra ca furnizori de RTR).

Chiar și în eventualitatea unei integrări nelimitate a SRE în rețea din perspectiva funcționării în condiții de siguranță, starea infrastructurii de

⁹ Vezi Procedura Operațională privind stabilirea puterii produse de centralele electrice eoliene și centralele electrice fotovoltaice care poate fi preluată în condiții de funcționare sigură a SEN, cod TEL-07.38

preluare a energiei produse de CEE și CEF nu este una optimă, conform constatărilor cuprinse în rapoartele anuale privind realizarea indicatorilor de performanță pentru serviciile de transport, de sistem și de distribuție a energiei electrice¹⁰.

Infrastructura de transport și distribuție a electricității se confruntă cu neajunsuri și provocări din punct de vedere tehnologic, fiind necesare investiții semnificative atât în modernizarea și digitalizarea, cât și în întărirea, extinderea și creșterea gradului de interconexiune a rețelei de transport.

Majoritatea instalațiilor rețelelor electrice de transport și distribuție aflate în funcțiune au durată de funcționare mai mare de 35 de ani. Cu toate acestea, doar o parte din infrastructură a beneficiat de eforturi de modernizare. Astfel, potrivit rapoartelor oficiale:

- Liniile electrice de transport și distribuție de înaltă tensiune, puse în funcțiune după anul 2000, reprezintă doar 2,3% / 3,8% din lungimea totală a acestora
- Din 81 stații electrice de transport, 8 au fost retehnologizate în 2017
- Un procent de 57,2% / 27,9% din puterea instalată a transformatoarelor / autotransformatoarelor din stațiile electrice de transport / distribuție a fost pus în funcțiune după anul 2000

Tabel 2 - Procentul instalațiilor puse în funcțiune după 2000 [%]

	IT	MT	JT	Transformatoare/ Autotransformatoare
Rețea electrică de Transport	2,3	-	-	57,2
Rețea electrică de Distribuție	3,8	10,1	18,4	27,9

Sursa: Raport ANRE privind realizarea indicatorilor de performanță pentru serviciile de transport, de sistem și de distribuție a energiei electrice și starea tehnică a rețelelor electrice de transport și de distribuție, anul 2017

c. Costurile de racordare la rețea

Potrivit RWEA, costurile specifice întăririi rețelei de transport (incluse în costurile generale aferente racordării) în cazul unui parc eolian de dimensiuni mari ajung până la 120.000 EUR/MW, reprezentând un efort suplimentar de cca. 10% la costurile inițiale cu echipamentele, materialele, etc.

Conform studiului ENTSO-E "Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2017"¹¹, costurile de racordare la rețea practicate în țările

¹⁰ Vezi <http://www.anre.ro/ro/energie-electrica/rapoarte/rapoarte-indicatori-performanta>

¹¹ https://docstore.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/ENTSO-E_Transmission%20Tariffs%20Overview_Synthesis2017_Final.pdf

membre ENTSO-E pot fi împărțite în trei categorii: inexistente (super-shallow), în care toate costurile sunt socializate în tariful de transport al energiei electrice, nesemnificative (shallow), în care solicitanții plătesc pentru infrastructura de racordare la obiectiv/capacitate (LEA/cablu, alte echipamente necesare) și semnificative (deep), care reflectă costurile menționate anterior, la care se adaugă întăririle/extinderile necesare rețelei pentru preluarea puterii racordate.

Din cele 35 de țări membre ENTSO-E, doar 9 (printre care și România) practică un tarif/cost de racordare semnificativ. În acest sens, ar trebui analizată situația capacităților noi de producere a energiei electrice – nevoite să acopere integral cheltuielile de întărire/extindere a rețelei/rețelelor (inclusiv distribuție) în comparație cu unitățile vechi, exceptate de la plata acestui cost/tarif.

d. Cadrul fiscal imprevizibil

Un exemplu recent în acest sens este constituit de inițiativa de modificare a Codului Fiscal în sensul încadrării turnurilor de susținere a turbinelor eoliene în categoria clădirilor asupra cărora autoritățile administrației publice locale pot să impună impozite și taxe locale.

Un alt exemplu recent este constituit de Ordonanța de urgență a Guvernului (OUG) nr. 114/2018, care prevede obligativitatea producătorilor de a achita o contribuție bănească în valoare de 2% din cifra de afaceri (aferentă livrărilor de energie electrică).

e. Progresul lent al digitalizării

Digitalizarea are implicații vaste în îmbunătățirea aspectelor operaționale de pe întregul lanț valoric al energiei electrice, sporind eficiența funcționării sistemului prin multiplele sale aplicații și utilizări – un exemplu în acest sens fiind gestionarea răspunsului la cererea de energie electrică (demand response management), un ansamblu de operațiuni care contribuie în fapt la reducerea ponderii pieței de echilibrare în total tranzacții și, implicit, a costurilor suportate de producători, furnizori și clienți finali.

Ritmul digitalizării în sectorul energetic românesc este unul lent, afectat de reticența autorității de reglementare în evaluarea beneficiilor aduse de proces, altfel decât din perspectiva costurilor inițiale ridicate.

Astfel, implementarea unei componente de bază a digitalizării – contorizarea inteligentă a fost amânată succesiv, având în prezent termen de finalizare anul 2028.

f. Extinderea geografică a resursei

Una dintre particularitățile SEN este faptul că aproape întreaga producție de energie din surse eoliene este concentrată în Dobrogea. Unul dintre numeroasele efecte ale acestei concentrări geografice este faptul că producția eoliană variază des pe un interval mare de putere, de la zero până aproape de capacitatea instalată.

Lipsa dezvoltării parcurilor eoliene în zone precum Moldova sau Banat, unde potențialul natural a devenit suficient ca urmare a progresului tehnologic, face ca nivelul de siguranță și continuitate a funcționării SEN să nu fie la nivel maximal. În condiții de variabilitate rapidă și semnificativă a condițiilor de vânt într-o zonă relativ mică, operatorul de transport este supus unui stres tehnic ce, pe termen lung, ar trebui înlăturat. Astfel, în intervale de timp cu vânt puternic în Dobrogea, Transelectrica trebuie să evacueze către vestul/ nord-vestul țării aproximativ întreaga energie produsă eolian și nuclear în România. Pe de altă parte, când intensitatea vântului scade brusc, DEN este nevoit să comande creșteri cât mai rapide ale puterii, afectând negativ durata de viață a respectivelor grupuri energetice.

În acest context, și așa cum a fost reliefat anterior în cadrul analizei evoluției emisiilor GES în România, îmbunătățirea efectivă din perioada 1990 – 2016 s-a datorat transformării sectorului industrial. Deoarece acest mijloc și-a epuizat potențialul, pe viitor vor fi necesare investiții în SRE pentru menținerea scăderii emisiilor GES.

Aceste investiții însă vor fi posibile doar pe fondul depășirii provocărilor generate de lipsa unui cadru propice pentru realizarea acestora. Un cadru stabil și adecvat promovării și încurajării investițiilor conferă încredere investitorilor, reflectându-se ulterior într-un cost al capitalului minim și, implicit, într-o contribuție sustenabilă a sectorului energetic la atingerea țintelor naționale de decarbonare.

V. Principalii factori care vor susține integrarea unei cote SRE crescute

Realizarea unei cote SRE de 32%, stabilite în urma consultărilor interinstituționale la nivel european în iunie 2018, necesită o revizuire a politicilor și măsurilor actuale pe plan regional și național.

În acest context, abordarea în vederea realizării acestei cote trebuie să fie bazată pe reglementări stabile, mecanisme de piață eficiente, și dezvoltarea tehnologiilor. Aceste elemente vor contribui la o dezvoltare a SRE cât mai eficientă și avantajoasă din punctul de vedere al costurilor și acceptanței la nivel instituțional și public a SRE în România.

Principalul instrument de evaluare, determinare și monitorizare a țăintelor stabilite la nivel european în materie de decarbonizare, securitate energetică, eficiență energetică, reguli de piață și, nu în ultimul rând, de energie regenerabilă va fi reprezentat, la nivel național, de Planul Național Integrat de Acțiune în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC).

Obiectivele, politicile și măsurile prevăzute în acest Plan, în corelare cu mecanismele/instrumentele de finanțare utilizate pentru susținerea acestora vor determina, în principal, parcursul sectorului energetic românesc la orizontul anului 2030.

Având în vedere în special recomandările Comisiei privind ipotezele care trebuie avute în vedere la elaborarea Planurilor Naționale, principalii factori / piloni care vor susține integrarea unei cote SRE crescute în România sunt reprezentați, în opinia autorilor, de cadrul de reglementare, mecanismele suport de tranziție și dezvoltarea tehnologică. Măsurile aferente au nevoie de un cadru consistent de implementare, indiferent de anul convergenței LCOE SRE cu alte surse convenționale.

Pe fondul maturizării tehnologiilor, creșterii nivelului de trai și al calității vieții, creșterii gradului de conștientizare a tuturor părților interesate privind decarbonizarea ca principal factor de combatere a schimbărilor climatice, o serie de alte politici/măsuri – complementare celor menționate mai sus - pot fi puse în practică, în concordanță cu nivelul de

convergență atins de economia românească cu economiile țărilor dezvoltate.

Cu toate acestea, și în disonanță cu politicile naționale/regionale, este posibil ca, în perioada de tranziție către un sector energetic / economie cu intensitate scăzută a emisiilor de gaze cu efect de seră, autoritățile locale să preia inițiativa și să adopte mai rapid măsuri la nivelul comunităților locale, astfel încât SRE vor beneficia de un impuls suplimentar, determinat de combaterea efectelor poluării sau altor factori care afectează calitatea vieții în orașele / metropolele respective.

a. Cadrul de reglementare pentru integrarea SRE

Remodelarea și adaptarea pieței de energie electrică din România constituie un pas esențial pentru creșterea ponderii SRE în consumul final de energie.

Participantii, în special pe piața angro, sunt expuși unor factori imprevizibili care pot genera creșterea consumului, cauzat spre exemplu de condiții extreme de temperatură, sau penurie energetică, de exemplu din cauza afectării producției de energie electrică din hidrocentrale în urma scăderii debitului Dunării. Așadar, va fi necesară introducerea unor reglementări și opțiuni viabile pentru o protecție reală împotriva riscurilor pentru a reduce volatilitatea pieței.

În plus, adaptarea reglementărilor pentru a răspunde noilor tehnologii care au potențialul de a contribui semnificativ la progresul sistemelor energetice va fi un pas către modernizarea pieței.

În consecință, măsurile pentru îmbunătățirea designului de piață vor asigura circuitul flexibil al energiei electrice și va ajuta la obținerea prețurilor nedistorsionate, încurajând funcționarea pe fundamente solide a realității energetice.

În vederea îndeplinirii acestui obiectiv, este necesară revizuirea reglementărilor existente pe plan național și suplimentarea acestora cu măsuri actualizate, în conformitate cu prevederile din pachetul legislativ „Clean Energy Package”.

Directii europene care vor trebui implementate la nivel național:

i. Prevederi pentru participanții la piața internă de energie

1) Producători de energie electrică

Prevederile legii 184/2018 vor contribui la o vânzare mai eficientă a energiei și vor aduce implicit un avantaj din punctul de vedere al costurilor consumatorilor finali, datorită scăderii a cantității de dezechilibre în sistem. Așadar, conform noii legi, 2 sau mai mulți producători de energie din surse regenerabile (indiferent de tehnologie folosită) pot participa pe piețele concurențiale de energie împreună ca o singură entitate agregată, în vederea îmbunătățirii performanțelor financiare și de producție.

2) Operatori de transport și de sistem al energiei electrice

Conform prevederilor europene (reglementare UE propusă - COM(2016) 861), operatorii de sisteme de transport ar trebui să înființeze un cadru de cooperare și coordonare între centrele regionale de operare¹². Mai mult, operatorii vor trebui să asigure că achizițiile de servicii de echilibrare¹³ sunt transparente, nediscriminatorii, bazate pe mecanisme de piață și asigură participarea efectivă a tuturor participanților de pe piață, inclusiv RES, instalații de stocare a energiei și agregatori. Operatorii nu vor fi eligibili să dețină, gestioneze sau opereze instalații de stocare și să controleze entități care furnizează servicii auxiliare¹⁴.

3) Operatori de distribuție a energiei electrice

Activitățile operatorilor de distribuție a energiei electrice vor trebui să cuprindă, printre altele integrarea vehiculelor electrice, gestionarea datelor și achiziționarea de servicii de rețea pentru asigurarea flexibilității. Astfel de servicii de flexibilitate pot îmbunătăți eficiența rețelelor de distribuție prin eliminarea necesității de actualizări costisitoare ale rețelei. Operatorii vor trebui să elaboreze planuri de dezvoltare a rețelelor care să conțină investițiile planificate pentru următorii cinci-zece ani.

4) Agregatori

Statul român va trebui să asigure participarea agregatorilor la piața cu amănuntul fără a avea obligația de obținere unui consimțământ al altor participanți pe piață și fără a plăti compensații furnizorilor sau producătorilor. În plus, statul va trebui să stabilească reguli transparente care să atribuie roluri și responsabilități tuturor participanților la piață, să stabilească norme și proceduri pentru schimbul de date între participanții la piață; și să înființeze un mecanism de soluționare a conflictelor.

¹² Centre regionale de operare sunt entități implicate în coordonarea operațiunii transfrontaliere a rețelei de electricitate, prevăzute în regulamentul propus privind piața internă a electricității (COM (2016) 861).

¹³ "Servicii de echilibrare" asigură că volumul de energie electrică furnizată este egal cu cererea energiei electrice în timp real (sau aproape de timp real).

¹⁴ Directiva propusă definește un "serviciu auxiliar" ca serviciu necesar pentru funcționarea sistemului de transport, inclusiv echilibrarea.

5) Comunități locale de energie

În conformitate cu prevederile la nivel european, se va stabili un cadru pentru comunitățile energetice locale, care vor avea dreptul să se implice în servicii locale de generare, distribuție, agregare și stocare a energiei electrice, precum și servicii de eficiență energetică. Comunitățile locale vor avea acces la toate piețele organizate și vor avea dreptul să stabilească, să închirieze și să gestioneze rețele comunitare.

Responsabilități principale ale comunităților locale de energie în contextul tranziției energetice

- Dezvoltarea centralelor SRE, inclusiv VPP-uri
- Extinderea și îmbunătățirea infrastructurii pentru rețeaua electrică
- Extinderea și stimularea ofertei serviciilor în domeniul eficienței energetice
Includere politică și socială a comunităților locale de energie

6) Clienți finali

În conformitate cu noile prevederi europene, design-ul de piață va cuprinde un set de drepturi extinse sau chiar noi pentru consumatorii finali de energie electrică.

- Alegerea în ce privește furnizorul sau agregator de energie electrică trebuie să fie liberă
- Nu ar trebui să existe taxe pentru schimbarea furnizorului, cu excepția cazurilor în care un contract pe durată determinată care oferă beneficii demonstrabile pentru client este reziliat prematur
- Implicarea clientului în adaptarea cererii, auto-producere, auto-consum, stocare și vânzare de energie electrică - individual sau prin agregator
- Informații disponibile clienților despre oportunități și riscuri unui contract bazat pe prețuri dinamice
- Încurajarea clienților pentru participarea pe piețele organizate de către autoritățile naționale de reglementare
- Definirea modalităților tehnice de participare la adaptarea cererii de către autoritatea de reglementare
- Actualizarea normelor privind soluționarea extrajudiciară a litigiilor
- Integrarea unor norme cuprinzând informații mai clare privind facturarea: facturile trebuie să fie clare, corecte, concise și comparabile
- Informațiile de facturare trebuie să fie furnizate cel puțin de două ori pe an sau cel puțin o dată pe lună dacă contorul măsoară de la distanță
- Obligația autorităților de a asigura introducerea sistemelor de contorizare inteligentă în vederea participării clienților la piața de energie electrică

- În conformitate cu legislația existentă, această prevedere nu se aplică în cazul în care în urma unei analize cost-beneficiu se constată nerentabilitatea introducerii sistemelor de contorizare inteligentă
- Cu toate acestea, fiecare client are dreptul de a solicita un contor inteligent, care ar trebui să fie instalat în condiții echitabile și rezonabile, în termen de trei luni de la data solicitării

7) Prosumatori

Prin adoptarea Legii 184/2018, statul român a introdus prevederi noi pentru consumatori finali care produc energie electrică:

Figură 28 - Situația prosumatorilor în România după adoptarea legii 184/2018

Status de prosumer fără înregistrare și autorizație*	CONDIIII	AVANTAJE	Drept de vânzarea energiei electrice pentru Prosumatorii care dețin unități de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu puterea instalată de cel mult 27 kW pe loc de consum (înainte: 1 MW)
Obligația de racordare a prosumerilor la rețea conform prevederilor ANRE de către operatorii de distribuție de energie electrică			Excepție de la achiziția anuală și trimestrială de certIFICATE VERZI pentru energia electrică produsă și utilizată pentru consumul final propriu
Drept de vânzarea energiei electrice către furnizorii de energie electrică cu care prosumerii au încheiate contracte de furnizare a energiei electrice			Prosumeri beneficiază de regularizare între valoarea energiei electrice livrate și valoarea energiei electrice consumate din rețea din partea furnizorilor
Excepție/ scutire de la plata tuturor obligațiilor fiscale aferente cantității de energie electrică produsă pentru autoconsum , precum și excedentul vândut furnizorilor			Furnizorii au obligația de a cumpăra energie electrică de la prosumeri și produsă conform legii (puterea instalată de cel mult 27 kW pe loc de consum)

*Amplasarea instalațiilor de către prosumeri - în clădiri proprii, inclusiv blocuri de apartamente, zone rezidențială, amplasamente de servicii partajat, comercial sau industrial sau în același sistem de distribuție închis

Sursa: Analiză Deloitte pe baza prevederilor Legii 184/2018 și a legislației secundare aferente

8) Autorități de reglementare

În vederea interconectării, se are în vedere obligația pentru autoritățile naționale de reglementare în domeniul energiei să coopereze cu autoritățile de reglementare vecine și cu ACER, în ceea ce privește aspectele de importanță transfrontalieră. Autoritățile naționale de reglementare ar trebui să se asigure că sunt maximizate capacitățile de interconectare puse la dispoziție.

Mai mult, pachetul legislativ Clean Energy Package prevede înființarea mecanismului "one stop shop" cu scopul de a coordona întregul proces de aprobare pentru generarea, transportul și distribuția a capacităților noi SRE. Autoritățile responsabile vor trebui să respecte o perioadă de maxim 3 ani pentru aprobarea acestor capacități și cel mult un an pentru cererile de repunerea în funcțiune a instalațiilor SRE existente (respectiv șase luni dacă astfel de solicitări nu au un impact negativ social și asupra mediului). În ceea ce privește capacități noi, o procedură simplă de notificare se va

aplica tuturor proiectelor și instalațiilor SRE cu o capacitate sub 50 kW în vederea racordării la rețea.

ii. Piața de echilibrare

Piața de Echilibrare (PE) asigură participarea nediscriminatorie pe baza diferitelor capacități tehnice de producere a energiei din surse regenerabile variabile, de consum și de stocare, prin:

- Organizarea procedurilor transparente de achiziție, respectând confidențialitatea
- Asigurarea informațiilor privind prețurile de echilibrare în timp real
- Permitearea licitațiilor cât mai aproape posibil de timpul real, astfel reducând nevoia de intervenții costisitoare din partea operatorului de sistem pentru a menține stabilitatea
- Decontarea dezechilibrelor la un preț ce reflectă valoarea energiei în momentul producerii acestora
- Utilizarea capacităților disponibile după închiderea porții PI pentru a compensa eventuale dezechilibre

Consolidarea reglementărilor pentru piețele de echilibrare, dar și cele pe termen scurt, va crește lichiditatea disponibilă și va încuraja participarea mai multor tipuri de resurse, în special pe cele flexibile.

iii. Piețele pentru ziua următoare și intra zilnice

Piețele pe termen scurt înregistrează deficiențe de organizare, în primul rând prin lipsa agilității în noua conjunctură, unde participanții trebuie să-și ajusteze mult mai frecvent portofoliile, cu termen decizional scurt, apoi prin faptul că nu oferă oportunități echitabile pentru toate tipurile de resurse – putere convențională, SRE, stocare, zona de cerere.

Principiile pentru reflectarea corectă a fundamentelor pieței și asigurarea unui cadru transparent, nediscriminatoriu, care să respecte confidențialitatea tranzacțiilor, trebuie întărite și pentru piețele de tip PZU și PI, iar operatorii de sistem trebuie să aibă posibilitatea de a dezvolta produse de tranzacționare adaptate la realitățile locale.

Recomandări:

- Dezvoltarea opțiunilor pentru a desfășura tranzacții în timp real sau cât mai aproape posibil de acesta
- Asigurarea posibilității de tranzacționare în intervale de timp cel puțin la fel de scurte ca perioada de remediere a unui dezechilibru
- Armonizarea graduală a produselor și timpilor de închidere a tranzacționării

Secvența armonizată a piețelor spot (PZU, PI și PE) și forward va permite tranzacționarea resurselor pe toate intervalele orare, contribuind astfel la optimizarea prețurilor, respectiv a sistemului în ansamblu pe termen scurt, reflectând valoarea reală a energiei electrice și configurând semnale de investiții pe termen lung.

De asemenea, maturizarea acestor piețe va crea efecte benefice pentru participarea entităților din segmentul SRE. Prin specificitatea procesului de producție, aria de acuratețe a prognozelor acestora este relativ restrânsă, cu un grad acceptabil de certitudine doar cu puțin timp înainte de realizarea efectivă a producției, din cauza condițiilor meteorologice.

Astfel, configurarea unor piețe pe termen scurt pe fundamente solide va deveni esențială pentru a-și asigura sustenabilitatea participanților cu profil SRE.

iv. Piețele la termen

Principiile de funcționare trebuie să ofere noi variante de protecție contra volatilității, în principal prin replicarea instrumentelor de administrare a riscului de pe piețele dezvoltate.

- Implementarea instrumentelor de hedging, pentru administrarea riscurilor. Acestea funcționează prin contractarea unui preț fixat pentru o anumită perioadă, protejând astfel părțile de fluctuațiile violente de preț. Introducerea acestor opțiuni ar spori gradul de predictibilitate al funcționării pieței și ar susține companiile participante să-și administreze riscul de a nu obține randamentul viitor al investițiilor
- Implementarea soluțiilor forward, cu precădere în direcția producătorilor cu tehnologii regenerabile

v. Mecanisme de asigurare a capacității

Pentru a preveni un eventual deficit de energie electrică, statele pot institui diferite tipuri de mecanisme de asigurare a capacității. Acestea pot varia la nivel conceptual, însă toate oferă furnizorilor de capacitate venituri suplimentare pentru a pune la dispoziție capacitate de energie electrică.

La nivel european, ancheta sectorială a identificat două tipuri de mecanisme: cele țintite, care oferă capacități suplimentare fără subvenții, și cele înregistrate la nivelul pieței, care trebuie să respecte standardele de fiabilitate.

Mecanismele de organizare trebuie organizate corespunzător, pentru a nu conduce la limitarea participării unor furnizori sau tehnologii, sau supracompensarea, care poate duce la creșterea artificială a prețurilor. Comisia Europeană recomandă aplicarea cu prioritate a reformelor de piață pentru asigurarea securității de aprovizionare, înaintea sau concomitent cu introducerea unui astfel de mecanism.

Recomandări:

- Definirea detaliată a mecanismelor de asigurare a capacității, în funcție de eligibilitate (cine poate participa), alocare (cine

stabilește prețul și cum sunt selectați furnizorii) și concepția produsului (obligații și sancțiuni impuse furnizorilor de capacitate);

- Pentru a minimiza potențialul denaturării concurenței, este necesar un proces deschis pentru selectarea furnizorilor de capacitate și măsuri suplimentare de protecție (proces transparent de tranzacționare a certificatelor);
- Mecanismele de asigurare a capacității trebuie să asigure stimulente pentru fiabilitate și să evite un clivaj major cu prețurile de deficit la energie electrică;
- Introducerea opțiunilor de fiabilitate pentru adecvarea pe termen lung, unde participanții primesc un venit reglementat de capacitate, însă renunță la posibilitatea de a face profit din prețuri de deficit ridicate;
- Menținerea unor rezerve strategice pentru riscurile temporare, în afara pieței;
- Respectarea recomandărilor CEP, în special posibilitatea introducerii unei limite de emisii CO₂ echivalente pentru tehnologiile care se califică pentru piața de capacitate.

vi. Centrale Electrice Virtuale

Centralele electrice virtuale vor putea cuprinde unități de producție din surse fotovoltaice, eoliene, hidro, gaze naturale sau în combinație electricitate-căldură, majoritatea cu profil SRE. Răspândirea lor descentralizată la nivel geografic și administrativ poate fi abordată printr-un sistem VPP, care poate fi augmentat prin conectarea elementelor de stocare la scară mică (comunități locale) sau mare, precum și prin interacțiunile cu elementele electro-mobilității.

Controlul inteligent al acestor elemente poate uniformiza predictibilitatea furnizării SRE, livrând energie într-un mod fluid și rentabil economic, fără a supraîncărca rețeaua.

Mecanism de funcționare:

- VPP calculează cantitatea disponibilă pentru tranzacționare, prin combinarea factorilor precum capacitatea disponibilă, prognoza cererii generale și prognoza producției de regenerabile
- Sistemul de optimizare dispune alocarea capacităților în funcție de necesarul diferitelor piețe și va compensa diferențele regionale dintre producție și consum, prin injecția sau absorbția de energie din rețea

De asemenea, VPP va permite segmentarea granulară a consumatorilor în funcție de consum, geografie, etc, pentru a optimiza detaliile analitice și a crește gradul de acuratețe al prognozelor și poate include instrumente de tranzacționare spot și derivate.

Tabel 3 - Centrale Electrice Virtuale - Avantaje și precauții

Avantaje	Precauții
Armonizarea producției și a consumului de energie	Infrastructura obligatoriu scalabilă, pentru a susține intervalele de vârf
Diminuarea fluctuațiilor de preț	Posibilitatea înlocuirii componentelor hard și soft fără întreruperea activității
Creșterea siguranței aprovizionării	Protecție împotriva atacurilor cibernetice din ce în ce mai des întâlnite
Administrarea unei game variate de surse de producție energetică indiferent de tehnologia utilizată și fără a limita participarea companiilor mici	
Conectarea centralelor electrice cu surse de producție regenerabilă	

Sursa: *Analiză Deloitte*

b. Mecanisme / instrumente de finanțare

Convergența costului uniformizat total al producției din surse regenerabile cu costurile similare înregistrate de sursele convenționale este un proces care se poate derula mai rapid sau mai lent, ținând cont de potențialul și inițiativele fiecărui stat membru la nivelul UE.

În contextul congruenței potențialului național în domeniul SRE cu evoluția descrescătoare a costului tehnologiilor, România poate să sprijine în continuare creșterea capacităților de producție din surse regenerabile asigurând un cadru de reglementări propice, care să permită dezvoltarea unor mecanisme/instrumente de finanțare adecvate atât din perspectiva investitorilor, cât și a consumatorilor.

Mecanismele / instrumentele de finanțare trebuie să joace rolul de siguranță oferit investitorilor din perspectiva costurilor de finanțare și a riscurilor asociate unui proiect de producție a energiei electrice din surse eoliene.

În LCOE, costul finanțării are o pondere esențială, alături de costul capitalului inițial, cel privind operarea și mentenanța (O&M), precum și factorul de capacitate. Dacă dezvoltările tehnologice vor conduce la scăderea costurilor de capital inițial necesar, scăderea cheltuielilor O&M și creșterea factorului de capacitate, costurile finanțării trebuie minimizate prin mecanisme și instrumente de finanțare adecvate.

i. Inițiative de sprijin și finanțare la nivel național

1) *Contracte de vânzare a energiei electrice (PPA-uri) cu clienți finali*

O modalitate de promovare a SRE, în special a energiei eoliene și solare, sunt contractele de vânzare a energiei electrice (PPA-uri). În mod tipic, un PPA este un contract bilateral de furnizare a energiei pe termen lung, încheiat de clientul final (cumpărător) și producătorul de energie

(vânzător). Contractul prevede furnizarea unei cantități orare de energie electrică (cu garanțiile de origine aferente) în funcție de profilul de consum al clientului final.

Potrivit studiului Deloitte "Global renewable energy trends – Solar and wind move from mainstream to preferred", cantitatea de energie electrică achiziționată/auto-produsă din SRE la nivel global s-a situat în 2017 la 465 TWh (comparativ cu un consum al României de 54,6 TWh în același an de referință).

Contractele de tip PPA, care acoperă un procent semnificativ din cantitatea menționată mai sus, devin instrumentele preferate de asigurare a energiei electrice în special de către marile companii. Astfel, potrivit aceluiași studiu, 66% din companiile prezente în Top Forbes 100 și-au setat ținte cu privire la ponderea SRE în energia consumată și multe dintre ele s-au alăturat RE100, un grup de 140 de companii (Septembrie 2018) care și-au luat angajamentul de a achiziționa 100% din consum din surse regenerabile.

Avantaje pentru clientul final (cumpărător):

- Modalitate de a achiziționa energie din surse regenerabile pentru cumpărători dornici să utilizeze exclusiv SRE
- Posibilitatea negocierii directe a condițiilor contractuale
- Independență și asigurarea împotriva fluctuațiilor prețului de energie în situații de cerere ridicată
- Stabilitate de preț pe termen lung
- Diversificarea partenerilor de furnizare – micșorarea riscului de întrerupere a furnizării energiei

Avantaje pentru producătorul de energie (vânzător):

- Venituri garantate pentru generarea energiei electrice din surse regenerabile, pe termen lung
- Posibilitatea negocierii directe a condițiilor contractuale
- Susținere pentru investiții în SRE deja efectuate
- Finanțarea proiectelor viitoare – o alternativă pentru schemele publice de sprijin
- Întărirea solvabilității – condiții mai bune de finanțare
- Facilitarea intrării pe piața energiei
- Diversificarea partenerilor de vânzare – micșorarea riscului de neplată

Pentru mai multe detalii cu privire la PPA-uri și mecanismele de funcționare aferente, în cuprinsul Anexei se regăsesc, din practicile întâlnite la nivel european, descrierile a 3 tipuri de PPA pentru comercializarea energiei din surse regenerabile.

În cursul lunii septembrie 2018, ANRE a lansat consultările publice referitoare la un Regulament privind cadrul organizat de tranzacționare

pe piața centralizată destinată atribuirii contractelor de energie electrică pentru perioade foarte lungi de livrare (PCTL) – contracte similare, la prima vedere, celor de tip PPA.

Regulamentul, în forma sa de proiect, prevede – ca element de noutate în tranzacțiile derulate pe piața angro din România posibilitatea ca și operatorii economici care au încheiat un contract de racordare cu un operator de rețea, având ca obiect racordarea unei capacități de producere a energiei electrice sau a unei capacități de producere a energiei electrice și termice în cogenerare, care urmează să producă energia electrică ce va fi tranzacționată în baza contractului încheiat pe PCTL.

Inițiativa pare un pas înainte în încercarea de a crea condiții propice investitorilor în noi capacități de producție (având în vedere posibilitatea utilizării unui astfel de contract drept instrument de garanție pentru fluxurile de numerar în relația cu o bancă/instituție finanțatoare, precum și posibilitatea ajustării prețului contractat la momentul livrării în raport cu momentul încheierii contractului, prin utilizarea de indicatori specifici publicați de operatorul pieței angro de energie electrică pentru piețele centralizate de energie electrică).

Cu toate acestea, cadrul de tranzacționare stipulat la Art. 4, para. 2, lit.f) prevede faptul că *oferta de energie electrică* trebuie să prezinte caracteristici bine definite privind cantitatea de energie electrică oferită spre cumpărare/vânzare, intervalele orare de livrare, durata contractului, prețul solicitat/ofertat precum și condițiile de livrare, plată și garantare, ferm stabilite în momentul introducerii lor în piață.

În aceste condiții, atractivitatea unui astfel de instrument de tranzacționare pentru participanții la piață pare a fi limitată, având în vedere și eșecul înregistrat de un alt instrument lansat în urmă cu câțiva ani – contractele aferente Pieței Marilor Consumatori (având caracteristici similare de ofertare).

Alte limitări ale proiectului ce ar trebui rezolvate sau chiar înlăturate sunt:

1. Imposibilitatea realizării tuturor variantelor de PPA. Contractele „on-site” sau „near site” nu vor putea fi semnate chiar dacă prin realizarea lor vor scădea sau se vor elimina anumite costuri cu rețeaua;
2. Profilarea producției este discriminatorie și elimină producătorii de energie regenerabilă;
3. Limitarea la un număr de minim 3 participanți care să depună oferte (se propune mai jos negocierea liberă);
4. Taxele de participare trebuie să permită accesul neprohibitiv la piață. Existența unui contract de racordare este limitativă în condițiile costurilor mari cu racordarea;
5. Transparența totală a contractului este inacceptabilă;

6. Semnarea unui contract fără a cunoaște partenerul poate fi incompatibilă pentru companiile listate la bursa, dar nu numai;
7. Durata procesului de realizare a unui PPA nu este determinată;
8. Anumite părți implicate în mod normal în realizarea unui proiect energetic nou, de exemplu instituția finanțatoare și casa de avocatură, sunt excluse din acest proces;
9. Imposibilitatea apariției unor agregatori;
10. Durata fixă a contractelor - este necesară o anumită flexibilitate a termenelor de valabilitate a contractelor (de exemplu 10 ani fix cu opțiune de prelungire cu 4 ani).

2) Contracte pentru diferență (CFD)

Mecanismul de sprijin de tipul Contracte pentru Diferență (CfD) are în vedere dezvoltarea proiectelor energetice cu emisii reduse de carbon. În funcție de noile ținte asumate de România în cadrul Planului Național Integrat Energie – Schimbări Climatice pentru anul 2030 privind ponderea producției de energie din surse regenerabile, mecanismul poate oferi un sprijin adecvat pentru atingerea acestor ținte.

Mecanismul asigură securitatea pe termen lung pentru producătorii de energie din surse regenerabile și cu emisii reduse de carbon. În acest mod, producătorii vor primi bani de la Statul Român, dacă prețul electricității pe piață va scădea sub un anumit prag. În cazul în care prețul depășește acest prag, producătorii vor trebui să returneze diferența.

Implementarea unui mecanism de tip CfD poate oferi beneficii suplimentare și un mediu atractiv și predictibil pentru investitori, deoarece:

- Aduce o mai mare siguranță și stabilitate a veniturilor, prin eliminarea expunerii la prețurile volatile de pe piața angro
- Evită supracompensarea producătorilor, atunci când prețul energiei electrice crește peste valoarea prețului de exercitare
- Protejează producătorii de fluctuațiile de preț din piață
- Protejează consumatorii de la plata aferentă sprijinului, atunci când prețul în piața de electricitate crește;
- Garantează o înțelegere contractuală în fața legii, pe parcursul unei perioade predeterminate, care oferă un nivel rezonabil de flexibilitate pentru dezvoltatorii de proiecte și protecție împotriva schimbărilor neprevăzute;
- Oferă un grad crescut de siguranță pentru investitori: Odată contractul a fost semnat, investitorii sunt capabili să deruleze proiectele, fără a fi afectați de riscul politic sau de faptul că evoluția pieței ar putea afecta în mod critic rentabilitatea proiectelor.

În vederea sprijinirii investițiilor necesare, mecanismul CfD trebuie să creeze un cadru clar și transparent, care să răspundă riscurilor la care

sunt supuse investițiile pe termen lung și să ofere încredere și predictibilitate investitorilor.

În corelare cu evoluția retragerilor din exploatare a anumitor capacități, dar și pe fondul nevoilor de capacități suplimentare (determinate de creșterea cererii), noi unități de producție ar putea beneficia de mecanismul de tip CfD pe baza licitațiilor, în sensul în care sprijinul ar fi direcționat pentru cel mai mic preț oferit de un investitor/dezvoltator (indiferent de tehnologie).

Tranziția de la subvenții fixe pentru SRE la stabilirea acestora prin competiție este un mecanism avantajos mai ales din punctul de vedere al costurilor, deoarece determină o alocare mai eficientă a cheltuielilor de capital în contextul construirii unităților de producere SRE.

Practica de licitații pentru obținere de finanțare a proiectelor SRE se regăsește deja în mai multe state membre ale Uniunii Europene, precum Germania și Spania. Având în vedere aceste exemple în interiorul UE, se reconfirmă faptul că sistemul de licitații poate accelera integrarea unei cote crescute de SRE pe piața energiei electrice și poate duce la o reducere semnificativă a costurilor întregului sistem de sprijin.

3) Green Bonds

„Green Bonds” sau obligațiunile „verzi” sunt o modalitate pentru promovarea proiectelor de energie din surse regenerabile, apărută în 2014. Aceste instrumente financiare sunt emise de către organizații, instituții financiare și alte întreprinderi, în special din sectorul energetic, care intenționează să finanțeze proiecte SRE.

Din 2015, piața de obligațiuni verzi se află într-o creștere puternică la nivel global și mai ales în Statele Unite. Cu toate acestea, piața se află într-un stadiu incipient, iar investitorii încă alocă o parte mică a capitalului pentru investiții în SRE și sustenabilitate.

Deși rentabilitatea obligațiunilor verzi este scăzută comparativ cu alte instrumente financiare cu risc crescut, ele sunt din ce în ce mai des întâlnite și pe piețele europene. În Europa Centrală și de Est, cinci țări au intrat deja pe piața obligațiunilor verzi, cu un volum al subscrierilor de 2,3 miliarde EUR. Așadar, trendul ascendent se poate observa și pe piața regională, determinată de o cerere din ce în ce mai puternică a investitorilor.

Pentru piața din regiune, se pot diferenția în principal trei tipuri de obligațiuni verzi: cele emise de către Guvern, de către sectorul public/companiile de stat, și de către mediul corporativ, iar potențialul de creștere a pieței este determinat atât de un cadru de reglementare propice dezvoltării SRE, cât și de gradul de sensibilizare a investitorilor pentru susținerea opțiunilor dezvoltare durabilă.

În România, potențialul pentru dezvoltarea unei piețe de obligațiuni "verzi" este cuplată de apariția unor factori preferențiali, precum inițiative din partea guvernului, stabilitatea cadrului legislativ și adaptarea preferințelor investitorilor, care ar rezulta într-un mediu avantajos de investiție în acest sens. Mai mult, legislația relevantă la nivel european va încuraja o serie de inițiative naționale pentru a îndeplini țintele SRE propuse și va stimula, de asemenea, o regândire a actorilor de pe piața de capital, în favoarea intensificării activităților de investiție în SRE, printre care și emiterea de obligațiuni "verzi".

ii. Inițiative de sprijin și finanțare la nivelul Uniunii Europene

În perioada 2014-2020, fondurile structurale și de investiții europene (ESIF), prin programul operațional de competitivitate și coeziune, și în special axa prioritară 4 pentru "promovarea eficienței energetice și a resurselor energetice regenerabile", au obiectivul declarat de a investi în eficiența energetică și de a promova utilizarea SRE. Pentru perioada analizată 2021-2030, UE va trebui să asigure instrumentele necesare pentru a permite continuitatea fondurilor de tip ESIF și a programelor adiacente acestor fonduri pentru atingerea țintelor propuse pentru SRE la nivelul european.

În acest sens, noul program InvestEU va reuni multitudinea mecanismelor de sprijin ale Uniunii Europene oferite țărilor membre. InvestEU se va desfășura între 2021 și 2027 și se consideră programul ce va urma ESIF. Prin InvestEU, Uniunea Europeană va continua să promoveze investițiile publice și private în țările membre, adresând eșecurile pieței și lipsa investițiilor, în vederea punerii în aplicare a politicilor UE, o prioritate fiind îndeplinirea țintelor SRE. Un avantaj principal al acestui program coerent o reprezintă guvernarea integrată a proiectelor care se vor desfășura în cadrul InvestEU. În acest fel, programul va putea urmări o abordare multisectorială, prin reunirea mai multor instrumente sub o unică structură.

În același timp, pachetul legislativ „Clean Energy Package” propune un set de mecanisme de cooperare cu intenția de a accelera cooperarea transfrontalieră între țările UE (și cu țările din afara UE). Aceste mecanisme se pot concretiza după cum urmează:

1) *NER 300: finanțarea proiectelor demonstrative de tehnologii inovatoare în domeniul energiei din surse regenerabile*

NER 300 reprezintă un instrument de finanțare bazat pe veniturile disponibile de pe urma licitării unui număr de 300 de milioane de certificate de emisii de carbon. Finanțarea furnizată în temeiul programului nu face parte din bugetul general al Uniunii Europene. Prin urmare, poate fi combinată cu finanțări din cadrul altor instrumente, inclusiv fondurile structurale și de coeziune și Programul energetic european pentru redresare (PEER). De asemenea, poate fi combinată cu

împrumuturi acordate în cadrul mecanismului de finanțare cu partajarea riscurilor (Risk-Sharing Finance Facility – RSFF) instituit de Uniune și de Banca Europeană de Investiții (BEI).

În același timp, finanțarea va fi rezervată doar proiectelor care utilizează tehnologii care sunt inovatoare în raport cu stadiul actual al tehnologiei în principalele subramuri din cadrul fiecărei tehnologii (ex: stocarea). Aceste tehnologii trebuie să nu fie încă disponibile pe piață, dar să fie suficient de mature pentru a reprezenta un proiect demonstrativ la scară pre-comercială. De asemenea, aceste tehnologii trebuie să aibă un potențial ridicat de multiplicare și, prin urmare, să ofere perspective importante de reducere rentabilă a CO₂ atât în UE, cât și la nivel mondial.

2) Fondul de modernizare

Directiva UE revizuită a stabilit câteva mecanisme financiare începând din faza 4 (2021-2030) pentru 10 State Membre (inclusiv România) cu venituri scăzute:

- Fondul pentru Modernizare
- Alocații opționale cu titlu gratuit pentru modernizarea sectorului energetic (Articolul 10c)
- Alocații acordate din rațiuni de solidaritate

Obiectivul de bază al Directivei este sprijinirea celor 10 state membre în ceea ce privește modernizarea și decarbonizarea sistemelor lor energetice.

Statele membre care optează pentru Articolul 10c publică un cadru național detaliat în care se stabilește procedura de ofertare concurențială până pe 30 iunie 2019, în timp ce decizia privind transferul unei părți sau a tuturor alocațiilor către Fondul pentru modernizare trebuie luată până pe 30 septembrie 2019.

România va primi 12% din Fondul pentru Modernizare (cel puțin 27 de milioane de alocații) pentru modernizarea sectorului energetic, eficiența energetică și o tranziție echitabilă a zonelor dependente de carbon.

În cazul în care prețul unei tone de dioxid de carbon ar fi de 25 EUR, România ar avea la dispoziție o sumă echivalentă cu peste 900 mil. EUR¹⁵, care ar trebui direcționată către proiecte considerate prioritare și care pot beneficia de finanțare în proporție de 100%.

3) Proiecte de interes comun (PCI)

Un alt mecanism de cooperare pentru consolidarea sectorului energetic european îl reprezintă proiectele de interes comun (PCI). Aceste proiecte

¹⁵ Eclareon, "Suportul UE pentru sectorul energetic în România", prezentare susținută în cadrul workshop-ului organizat în Comisia Europeană în data de 14 noiembrie 2018 la București (sursa: https://ec.europa.eu/clima/events/technical-workshops-eu-ets-funding-mechanisms-modernising-energy-sector-including_en)

vor contribui la realizarea obiectivelor finale ale Uniunii Energetice: asigurarea energiei accesibile, sigure și durabile pentru toți europenii. Acest mecanism se aplică în special pentru proiecte comune care vizează consolidarea infrastructurii energetice europene prin interconexiunea rețelelor.

Un număr de 5 proiecte din România au fost promovate și incluse pe lista proiectelor de interes comun, ca parte a coridorului prioritar nr. 3 privind energia electrică: "Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est".

Potrivit Transelectrica, realizarea acestora, împreună cu proiectele incluse în Planul de Dezvoltare a RET perioada 2018 – 2027, va conduce la atingerea obiectivului de interconectare de 15% pentru anul 2030.

c. Dezvoltare tehnologică

Potrivit studiului „Technology pathways in decarbonisation scenarios”, elaborat în cadrul unui proiect finanțat din fonduri europene – ASSET (Advanced System Studies for Energy Transition), ipotezele privind dezvoltarea tehnologiilor, în termeni de cost și randamente, sunt esențiale pentru a determina impactul asupra țintelor avute în vedere pe termen lung, dar și a modalităților de decarbonizare a sistemelor energetice.

În acest sens, alături de e-combustibili (CH₄ și alte hidrocarburi complexe, precum și H₂ generate din energie electrică decarbonizată), evoluția configurațiilor viitoare ale turbinelor eoliene, a tehnologiilor de stocare a energiei, precum și digitalizarea rețelelor de transport și distribuție, joacă un rol crucial în dezvoltarea și integrarea SRE în sistem.

i. Potențialul tehnic al turbinelor eoliene

Încă de la înființarea primului parc eolian pe teritoriul României în 2010, energia eoliană a urmărit un curs de expansiune și, în continuare, are un potențial semnificativ de creștere, atât la nivel național cât și european. În 2017, energia eoliană a constituit tehnologia cu cea mai mare extindere a capacităților de instalare în UE, iar din toate capacitățile noi instalate, peste 55% erau de energia eoliană (15,6 GW).¹⁶ Mai mult, încă din 2016, energia eoliană este tehnologia care se află pe locul 2 în privința capacităților noi de generare a energiei, cu 169 GW capacitate instalată anul trecut (în urma gazelor naturale cu 199 GW). În 2005, energia eoliană avea o capacitate de doar 41 GW.

Un factor important pentru această creștere consistentă o constituie avansul tehnologic și, implicit, scăderea costurilor de instalare a capacităților de producere a energiei eoliene. Turbinele moderne sunt mai înalte și au lame mai lungi decât cele a generației anterioare. Turbinele

¹⁶ Raport WindEurope, Wind in Power, 2017.

“low-wind” pornesc la viteze ale vântului mai mici, permițând astfel un randament de generare a energiei cu 10-25% mai mare decât generația anterioară de turbine.¹⁷

ii. Digitalizarea rețelelor de transport și distribuție

Calitatea serviciilor de transport și distribuție poate fi îmbunătățită prin implementarea unei infrastructuri de rețea inteligentă, ea fiind o componentă crucială în procesul de digitalizare.

Alte avantaje cheie ale infrastructurii inteligente și digitalizate care integrează tehnologii prietenoase cu mediul sunt: creșterea nivelului de acuratețe al prognozelor producătorilor din surse intermitente, posibilitatea agregării diverselor surse (ex: eolian, hidro) cu impact în creșterea stabilității sistemului, reducerea frecvenței și duratei întreruperilor de energie, precum și reducerea timpului de restaurare a livrărilor atunci când apar întreruperi.

Rețeaua inteligentă are capacitatea de a integra comportamentul și acțiunile tuturor utilizatorilor săi pentru a asigura o alimentare durabilă, economică și sigură. Rețelele inteligente oferă flexibilitate precum și multe alte beneficii întregului lanț de valori al energiei electrice (generare, transport, distribuție, furnizare și consum) precum și societății, în ansamblul său.

Rețele inteligente au un impact pozitiv asupra următoarelor aspecte:

- *Flexibilitatea serviciilor* – caracterizată de abilitatea rețelelor de a se adapta la anumite situații neașteptate
- *Infrastructura pentru xEV* – în contextul creșterii semnificative a electrificării în sectorul transporturilor, rețelele inteligente trebuie să fie pregătite pentru a susține infrastructura pentru încărcarea vehiculelor electrice
- *Eficiența energetică* - rețelele inteligente oferă informații privind comportamentul consumatorului și în combinație cu contoarele inteligente pot contribui la informarea consumatorilor, identificarea de modalități eficiente pentru economisirea de energie și pot ajuta la identificarea oportunităților de investiții care vor stimula eficiența energetică pe termen lung
- *Deținerea și gestionarea echipamentelor de măsurare* – echipamentele de măsurare pot constitui un element de interes în ceea ce privește consumatorii. Administrarea acestor contoare se poate face urmând un model reglementat sau liberalizat. În cazul pieței reglementate, operatorii de distribuție vor fi responsabili cu gestionarea echipamentelor și cu integrarea și funcționarea cât mai eficientă în rețea

¹⁷ Raport EEA, Renewable energy in Europe, 2017.

- *Administrarea datelor disponibile* – noile caracteristici asociate cu o rețea inteligentă depind de disponibilitatea datelor furnizate de echipamentele de măsurare. Aceste date pot fi utilizate atât în operațiunile comerciale (furnizarea de servicii de flexibilitate și de funcționare a infrastructurii de încărcare a vehiculelor electrice), cât și de operatorii de rețea (atât pentru gestionarea pe termen scurt cât și pe termen lung a rețelelor). Accesul la datele respective va fi asigurat de distribuitor în mod nediscriminatoriu, prin mijlocul sistemelor de contorizare inteligentă. Mai mult, în vederea conformității cu prevederile europene, formatul datelor va fi unul standardizat la nivel UE.

Pentru susținerea procesului de digitalizare a infrastructurii, autoritățile trebuie să asigure o rețea convergentă, prin instalații de telecomunicații de înaltă performanță, care să aibă acoperire națională, la un nivel competitiv al costurilor. Sistemul de telecomunicații reprezintă condiția necesară pentru implementarea digitalizării, fiind necesară instalarea acestuia la scară largă, existența unei acoperiri teritoriale extinse și o latență scăzută a rețelei. Servicii de conectare ad-hoc pot fi livrate prin parteneriate cu marile companii de telecomunicații.

Introducerea contoarelor inteligente în sistemele energetice din România ar trebui să reprezinte o prioritate, ca un prim pas în digitizarea infrastructurii românești.

Scopul contorizării inteligente este de a eficientiza procesul de citire a contorului, costurile de operare, ajutând totodată și la reducerea pierderilor tehnologice. Mai mult, contorul asigură datele necesare pentru facturarea pe baza consumului real, care este măsurat zilnic.

De asemenea, contorizarea inteligentă va ajuta operatorii de transport și distribuție să determine modelul de comportament al consumatorului (de exemplu consumul ridicat și scăzut). Acest lucru ar putea duce la eficientizarea consumului și la posibilitatea furnizorilor de a oferi pachete personalizate de servicii, care ar putea, la rândul lor, să combată sărăcia energetică.

Instalarea contoarelor inteligente și combinarea lor cu echipamente casnice inteligente, cu profil ecologic ridicat, reprezintă un pas foarte important și trebuie susținută de stimulente financiare pentru consumatori, cum ar fi linii dedicate de finanțare sau metode de distribuție a riscului. Aceste acțiuni trebuie însoțite de campanii de promovare, prin care consumatorii să asimileze corect avantajele de care pot beneficia, precum și riscurile extrem de mici, prin tranziția către sisteme inteligente.

iii. Tehnologii de stocare

Beneficiul tradițional al tehnologiilor de stocare are implicații în eficientizarea consumului, prin captarea de energie la un nivel scăzut al prețurilor și injectarea acesteia în punctele de rotație ale pieței, când prețurile înregistrate sunt ridicate. VPP vor acționa pe baza unor algoritmi care vor combina informațiile din piață privind prețul și nevoile de consum, pentru a selecta momentele optime de procesare.

De asemenea, tehnologiile de stocare vor livra o soluție de remediere a fluctuațiilor majore de producție sau disponibilitate a energiei prin intermediul VPP și vor limita întreruperile sistemului în momentele de avarie, astfel încât impactul asupra nevoilor de consum să fie redus.

Apariția soluțiilor de stocare este favorizată de tranziția sistemelor energetice de la cel tradițional, având un grad scăzut de variație a producției, spre cel modern, cu nucleul format din surse noi de producție a energiei electrice, care se manifestă cu un grad ridicat de impredictibilitate, astfel generând nevoia de a capta / administra energia. Anumite studii arată de altfel că un sistem cu o componentă însemnată de SRE (peste 50%) are o probabilitate mai mare să fie eficient din punct de vedere al costurilor prin includerea opțiunilor de stocare.

Contribuția acestor soluții la sistemul energetic poate fi accelerată printr-un cadru robust de reglementare, care să stimuleze investițiile în acest domeniu și să încurajeze progresul tehnologic. Măsurile propuse urmăresc restrângerea efectelor distorsionărilor pieței și vor avea ca rezultat armonizarea fluctuațiilor de preț, reducerea costului circuitului energetic și facilitarea ponderii SRE în sistemul energetic.

Recomandări:

- Înlăturarea barierelor administrative, de piață sau de reglementare, astfel încât să se asigure accesul nediscriminatoriu la piață pentru orice participant de profil
- Desfășurarea activităților comerciale pentru dezvoltarea și operarea sistemelor de stocare de către participanții la piață, în locul entităților reglementate
- Includerea opțiunilor de stocare la nivelul de planificare generală a circuitului energetic, pornind de la o definiție clară, care să diferențieze soluțiile pentru producție și consum, asigurând astfel o coerență pentru clasificare
- Caracteristicile tehnice ale unui sistem de stocare – anume capacitatea, puterea și timpul de răspuns – trebuie definite cât mai clar și elastic, în special prin simularea cerințelor extreme – flexibilitate pe termen foarte scurt sau pe termen lung. Astfel, pot fi abordate mai eficient cazurile care necesită creșterea perioadei de stocare, erodând marja de profitabilitate a unui operator, prin reducerea ciclurilor efective de utilizare

- Standardizarea produselor, pentru a facilita adopția răspândită la nivelul pieței, în special pe termen mediu și lung
- Stimularea investițiilor și corelarea acestora cu rezultatele de piață, în locul intervențiilor centrale prin alocarea subvențiilor. Tehnologiile emergente necesită predictibilitate în fluxul veniturilor și posibilitatea de a monetiza mai multe oportunități din cadrul circuitului
- Valorificarea completă a soluțiilor de stocare:
 - Beneficiul tradițional al tehnologiilor de stocare are implicații în eficientizarea consumului, prin captarea de energie la un nivel scăzut al prețurilor și injectarea acesteia în momentele în care se înregistrează niveluri ridicate ale prețurilor
 - Cu toate acestea, orientarea pieței trebuie să stimuleze extinderea acestei funcții de bază, astfel încât să fructifice vastul potențial de flexibilitate, în ceea ce privește cantitatea livrată și intervalele de timp
 - Astfel, ecosistemul trebuie să permită companiilor participante să acceseze surse adiacente de venituri, pe baza serviciilor livrate, spre exemplu servicii de echilibrare sau decongestionare pentru rețea, evitarea procedurilor de restrângere a livrării de electricitate, decarbonizarea la nivelul industriilor și a mobilității.
- Consolidarea formării prețurilor pe baza penuriei de energie electrică și întărirea semnalelor de preț pentru a permite soluțiilor de stocare să beneficieze de compensare financiară instantă, formând argumente solide pentru încurajarea investițiilor pe termen lung
- Maturizarea tranzacționării la intervale de timp cât mai scăzute (< 15 min.), pentru a răsplăti flexibilitatea sistemelor de stocare
 - Aplicațiile practice inițiale pot fi identificate pe PI, astfel încurajând penetrarea sistemelor SRE
 - De asemenea, contractele cu preț dinamic pot avea un impact pozitiv în recompensarea proprietății flexibile a sistemelor de stocare
- Definirea unui set de coordonate pentru localizarea efectivă a soluțiilor de stocare. Stocarea centralizată trebuie conectată la rețea sau să fie locată fizic în apropierea generatoarelor. Asta poate ajuta marii producători de SRE să-și onoreze obligațiile contractuale de pe piață, incluzând aici și echilibrarea. La nivelul consumatorilor casnici, opțiunile de stocare pot fi plasate lângă contorul electric, cuplând astfel distribuția și stocarea și încurajând participarea activă a consumatorilor și reciclarea energiei produsă pe cont propriu
- Dezvoltarea stocării termice, pentru energia de încălzire sau răcire provenită din utilizarea electricității. Această soluție poate avea aplicații practice pe piața de electricitate, pe baza semnalelor

cererii, cu impact pozitiv pentru consumatorii casnici și pentru creșterea eficienței energetice la nivelul construcțiilor sau industriilor

iv. Cercetare, dezvoltare și inovare

Uniunea Europeană a lansat o serie de politici și măsuri care să asigure un cadru reglementat tuturor programelor și inițiativelor legate de cercetare, inovare și creșterea competitivității. Aceste măsuri prevăd și modalități de accesare a fondurilor publice pentru finanțarea proiectelor de dezvoltare.

Programe de sprijin pentru cercetare și inovare pot fi derulate în următoarele domenii:

- Tehnologizare și digitalizare
- Sistemul de transport
- Bioenergie
- Clădiri în sistemul energetic
- Generarea de energie electrică și sistemul energetic
- Industrie
- Societate durabilă
- Studii privind sistemele energetice
- Dezvoltarea afacerilor și comercializare
- Cooperarea internațională

România ar trebui să urmărească activ oportunitățile la nivel european și să profite de facilitățile puse la dispoziție. O prioritate va fi atragerea fondurilor Europene pentru finanțarea proiectelor de Cercetare și Dezvoltare, având în vedere decalajul existent între România și țările din Vestul Europei. O altă direcție de acțiune este o strategie de investiții de Cercetare-Dezvoltare în domeniul bateriilor și motoarelor electrice pentru a fructifica oportunitățile din sectorul autovehiculelor.

Având în vedere că un factor decisiv al tranziției spre o energie curată îl reprezintă electrificarea sectorului de transport și adaptarea pieței pentru e-mobilitate, vor fi necesare îndeosebi proiecte de cercetare și investiții pentru susținerea și extinderea dezvoltării de noi tehnologii în acest domeniu.

În concluzie, dezvoltarea și adoptarea unor tehnologii avansate reprezintă factori esențiali în vederea integrării unei cote SRE crescute, iar principalele măsuri care trebuie avute în vedere vizează:

- Integrarea și agregarea SRE pentru echilibrarea sistemului prin implementarea de metode inovative de stocare și control al consumului
- Implementarea Centralelor Electrice Virtuale (în engleză Virtual Power Plant - VPP), care au potențialul de a reprezenta un punct de inflexiune major la nivelul industriei

- Reglementări pentru a încuraja adoptarea serviciilor de stocare pe platformele competitive, care pot livra opțiuni noi pentru eficientizare
- Întărirea barierelor digitale de protecție și cooperare internațională permanentă pentru a reduce riscurile atacurilor energetice

d. Alternativa SRE în sectorul rezidențial, transporturi și industrie

În perspectiva înlocuirii gamei actuale de surse/combustibili utilizate în sectorul rezidențial (preponderent vizând încălzirea & răcirea - Î&R), respectiv transporturi, utilizarea energiei electrice în procesele menționate constituie o alternativă semnificativă, pe fondul decarbonizării accentuate a producției de electricitate. În același timp,

În acest sens, un grad de penetrare ridicată a SRE în cele două sectoare va asigura o bază de creștere constantă a capacităților instalate din astfel de surse.

i. Electrificarea sectorului rezidențial

Calitatea nivelului de trai al populației României este în creștere, cu implicații în consumul energetic național. Astfel, se observă tranziția de la contribuția biomasei forestiere pentru încălzire, în special în zonele rurale, înspre utilizarea gazului natural.

În ultimii ani, multe dintre unitățile urbane de cogenerare au fost scoase din uz, din cauza inadecvării ecologice, lipsei investițiilor în administrarea sistemului de distribuție și calității scăzute a serviciilor oferite consumatorilor. Conform datelor ANRSC/ANRE, doar 60 de unități rămân active în orașele mari, dar și acestea se confruntă cu dificultăți economice majore.

Încălzirea în acest mod este subvenționată de municipalitățile locale, în special în zone dens populate, precum Bucureștiul. Din motive instituționale, administrative, locale, financiare și sociale, acest mod de încălzire se află într-un declin evident.

Consumul de energie din sectorul rezidențial va scădea cu 26% în perioada 2015 – 2050, însă ponderea electricității în consumul final de energie din sectorul rezidențial va crește semnificativ, de la 15% în 2015, la 41% în 2050.¹⁸

Pentru realizarea acestor obiective și realizarea electrificării în sectorul rezidențial, politicile României trebuie să includă:

¹⁸ Energy datasheets: EU28 countries.

- Reglementări specifice pentru sectorul rezidențial, pentru îmbunătățirea mecanismelor de control din legislația actuală
- Standarde calitative obligatorii pentru conservarea și eficiența energetică, incluzând izolarea termică, iluminatul, utilizarea aerului condiționat, etc.
- Mecanisme de piață care să asigure un preț al electricității care să reflecte costul actual de furnizare
- Investiții în infrastructura de rețea pentru încurajarea încălzirii din surse electrice
- Promovarea soluțiilor eficiente în comunitățile rezidențiale, cum ar fi pompele de căldură (în combinație cu gazele naturale/panouri fotovoltaice, acolo unde este cazul). Acestea întâmpină bariere semnificative de adopție din cauza costului inițial ridicat și insuficienței cunoașterii la nivelul populației a beneficiilor livrate
- Campanii de informare pentru definirea emisiilor cauzate de tipuri diverse de echipament sau proprietăți
- Eliminarea subvențiilor pentru încălzire neadresate unui segment specific de consumatori
- Soluții alternative pentru sprijinirea consumatorilor vulnerabili
- Acțiuni pentru încurajarea utilizării becurilor LED/ inteligente în locul celor convenționale

ii. Electrificarea în sectorul transporturilor

Sectorul transporturilor rămâne sectorul cu cea mai mică pătrundere SRE în Uniunea Europeană. În 2015, ponderea energiei regenerabile în transport a fost sub 7%¹⁹.

Transformarea sectorului de transport este o etapă esențială, el fiind important din perspectiva intensității energetice. Spre exemplu, în țările membre UE, peste 33% din consumul total final de energie în 2016 provenea din sectorul transportului. În schimb, în România, ponderea sectorului la consum final de energie este mai mică: 27% în 2016.

În prezent, aproximativ 98% din consumul final de energie în transporturi este asigurat prin produse petroliere, iar obiectivul comun este reducerea produselor petroliere până la un procent de 68% din consumul final de energie în transporturi, concomitent cu îmbunătățirea contribuției electricității la 27%, obiectiv care va trebui îndeplinit până în 2050.

Mai mult, cu ajutorul unor stimulente politice se estimează că în 2030, până la 60% din vânzările de vehicule de pasageri în UE vor fi complet electrice sau hibride.²⁰ Așadar, se preconizează o penetrare puternică a xEVs pe piața europeană, care va atinge echivalentul a 40 de milioane de VE pe drumurile europene până în 2030 (reprezentând 16% din stocul curent).²¹

¹⁹ Eurostat, 2017.

²⁰ IRENA REmap 2018.

²¹ Ibid.

În contextul național, sectorul transporturilor ar putea deveni o sursă majoră de emisii de carbon în viitorul apropiat. Odată cu posibila integrare a țării noastre în spațiul Schengen și dezvoltarea infrastructurii în plan rutier, traficul de mare tonaj care conectează Marea Neagră cu granița Ungariei se va intensifica. În acest context, electrificarea sectorului de transport se impune ca o prioritate.

Pentru a susține creșterea transportului electrificat, România ar trebui să dispună de 4,5 milioane de puncte de încărcare VE până în 2050. Măsurile necesare pentru atingerea acestui obiectiv ar trebui să vizeze:

- Campanii de promovare a VE prin susținerea dezvoltării infrastructurii publice și private de stații de încărcare
- Plan pentru implementarea rețelelor publice de încărcare, precum și încurajarea investițiilor private pentru dezvoltarea infrastructurii, printr-un mecanism de stimulare
- Reduceri de taxe și scutiri de impozit pentru achiziția și utilizarea xEV – în special pentru flotele companiilor
- Modele și reglementări pentru susținerea agenților interesați să investească în infrastructura de electro-mobilitate
- Tarif atractiv asigurat pentru noi aplicații în domeniul electricității, cum ar fi mobilitatea electrică, care să reflecte costul actual de achiziție și costurile de sistem. Acesta trebuie să livreze un nivel atrăgător de profitabilitate și să garanteze sustenabilitatea economică
- Taxe de mediu dure, care să limiteze achiziția vehiculelor uzate
- Limitarea circulației vehiculelor cu alimentare convențională în centrele orașelor, pentru a îmbunătăți calitatea aerului
- Benzi speciale de circulație pentru mijloacele de transport public și automobilele electrice
- Reglementări la nivel municipal pentru organizarea locurilor de parcare cu acces limitat, asigurând astfel un loc garantat cu spațiu pentru încărcare pentru deținătorii de VE care nu dețin propriul garaj
- Acțiuni de promovare a importanței electro-mobilității, armonizate cu obiectivele de decarbonizare pe termen lung
- Planuri pentru îmbunătățirea calității aerului în orașele aglomerate, precum Bucureștiul. Adopția la scară largă a VE va reduce riscurile de sănătate ale populației, iar în ceea ce privește producția de energie dedicată specifică fiecărui oraș, aceasta va fi mai ușor de reglementat, întrucât centralele asociate respectivelor zone urbane sunt mai puțin fragmentate geografic și la nivelul acționariatului, astfel oferind posibilitatea implementării facile a bunelor practici
- Tehnologiile de interacțiune bidirecționale dintre vehicul și rețeaua electrică, acestea vor permite xEV să livreze servicii de alocare energetică în funcție de mai multe elemente, precum gradul de

încărcare al rețelei – astfel vor putea modula rata de încărcare sau de reversie la capacitățile stocate anterior

Abordarea inteligentă în ceea ce privește încărcarea vehiculelor electrice multiplică elementele benefice la nivelul întregului sistem energetic, reducând necesitatea investițiilor în echipamente tradiționale de generare sau de rețea, și oferă flexibilitate pentru integrări ulterioare.

Beneficiile pentru consumatori vor fi translatate în costuri mai mici, prin sinergii naturale ale sistemului energetic și cel de transporturi. Mai mult, utilizatorii VE vor beneficia de surse suplimentare de venituri prin serviciile inteligente de încărcare, astfel reducând costul total aferent proprietății în comparație cu vehiculele tradiționale.

Răspândirea masivă a fenomenului de electro-mobilitate va avea impact asupra celorlalte obiective, precum reducerea emisiilor GHG în sectorul vehiculelor private, îmbunătățirea eficienței energetice, integrarea pe piață a SRE sau stimularea reducerii costurilor cu electricitatea. Electro-mobilitatea va deveni parte integrantă a platformelor de inovație, prin interacțiunea din ce în ce mai profundă și variată cu viața reală.

iii. Electrificarea în industrie

În România, emisiile GHG aferente proceselor industriale²² reprezintă aprox. 15% din totalul emisiilor la nivel național (inclusiv LULUCF).

Creșterea anticipată a consumului de produse realizate în sectorul industrial și în special în industriile energo-intensive (ciment, oțel, etc.) necesită o transformare bazată în primul rând pe o adaptare la limitele viitoare de emisii.

În acest context, reducerea emisiilor generate direct și indirect de aceste sectoare industriale este esențială în procesul de decarbonare și poate fi posibilă printr-o combinație de factori care țin atât de creșterea consumului de energie electrică (provenită din surse regenerabile), cât și de opțiuni tehnologice avansate, deja disponibile sau care pot fi implementate ca urmare a eforturilor de cercetare, dezvoltare și inovare:

- Electrificarea proceselor de producție a aburului tehnologic;
- Utilizarea hidrogenului (provenit integral din conversia surselor regenerabile) ca materie primă sau combustibil;
- Captarea și stocarea carbonului;
- Adaptarea consumului de electricitate la nivelul producției (demand-side management);
- Îmbunătățirea eficienței energetice.

²² Ministerul Mediului, Inventarul Național al Emisiilor de Gaze cu Efect de Seră

e. Comunicarea efectelor schimbărilor climatice și campanii de promovare a SRE

Conștientizarea populației este un pas important în demersul transformării a sistemului energetic european. Legitimizarea acțiunilor în scopul combaterii și prevenirii schimbărilor climatice poate fi realizată numai în urma unui proces de conștientizare și educare a societății românești. Sondajul Eurobarometer, care vizează monitorizarea și evaluarea percepțiilor cetățenilor Uniunii Europene, a publicat în 2017 o ediție specială²³ care explorează părerile europenilor privind tematica "Schimbări climatice". De remarcat este faptul că majoritatea răspunsurilor a cetățenilor români permite o evaluare mai puțin favorabilă în ce privește conștiința pentru severitatea schimbărilor climatice. Mai mult, sondajul ne arată faptul că permeabilitatea modalităților de reducere a consumului de energie, precum și soluțiilor de eficiență energetică este foarte scăzută în rândul consumatorilor finali, îndeosebi în comparația cu celelalte state membre UE.²⁴ O altă constatare relevantă pentru prezentul studiu o reprezintă întrebarea dacă respondentul a luat vreodată acțiune împotriva schimbărilor climatice în ultimii 6 luni. Aici, rata de răspuns afirmativ a românilor este cea mai mică la nivelul întregii UE.²⁵ La polul opus, se află Suedia, considerat ca fiind un model de urmărit în ce privește reducerea emisiilor, îndeplinirea țintelor SRE și protejarea mediului. Rezultatele sondajului subliniază corelarea acestor aspecte și demonstrează necesitatea implicării cetățenilor în procesul de promovare a SRE și combaterea schimbărilor climatice.

Acțiuni și campanii de conștientizare pentru schimbări climatice și reducerea emisiilor, precum promovarea energiei SRE pot fi:

- Mobilizarea întregii societăți prin programe și inițiative la nivel național și local, prin mijlocul diferitelor canale de comunicare (digitale, clasice etc.) și locuri de desfășurare, precum școli, locul de muncă, spații publice etc. pentru adresarea diferitor grupuri ținte
- Campanie de conștientizare pentru schimbări climatice ca parte integrantă a strategiei naționale de schimbări climatice (după modelul Suediei)
- Aderare și implicare activă în acțiuni internaționale din domeniu, precum "Education for Sustainable Development programme" și "Climate Change Education and Awareness" al UNESCO
- Consiliere și formare profesională pentru proprietarii de terenuri, manageri, etc.: instruirii privind adaptarea la schimbări climatice, reducerea emisiilor, etc. (de exemplu, în sectoare precum agricultură și silvicultură)

²³ Special Eurobarometer 459.

²⁴ Special Eurobarometer 459, pag. 40.

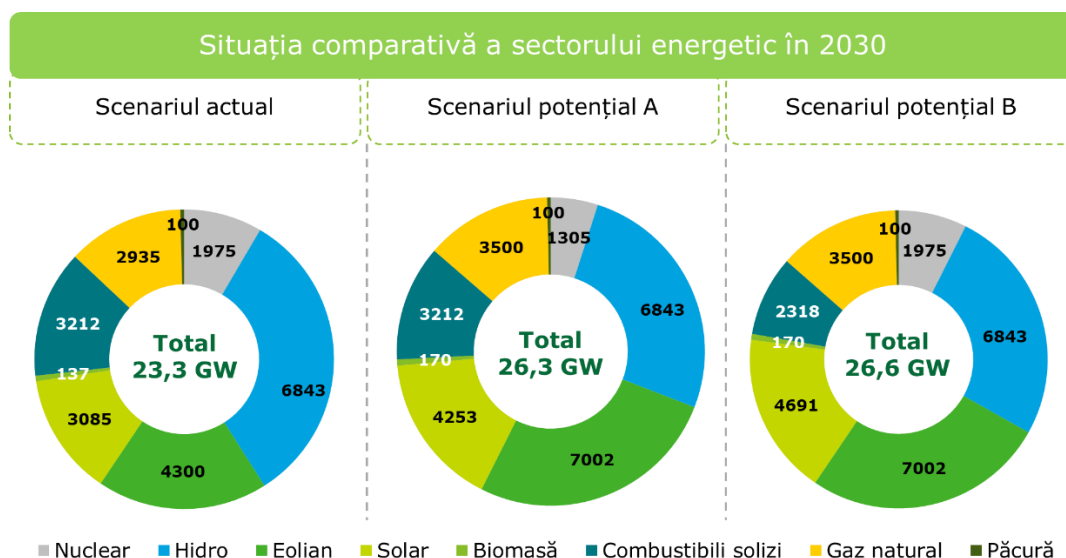
²⁵ România: 22% din răspunsuri "Da", 77% din răspunsuri "Nu" și 3% din răspunsuri "Nu știu".

VI. Concluzii

Potențialul natural al României de utilizare a surselor regenerabile depășește de 3 ori capacitatea necesară atingerii pragului de 35% în consumul final. Energia solară are un potențial de 54 GW (19 GW industriali și 35 GW pe acoperișuri), parcurile eoliene onshore de 12 GW, cele offshore de 4GW, în timp ce energia hidroelectrică ar putea atinge 11 GW.

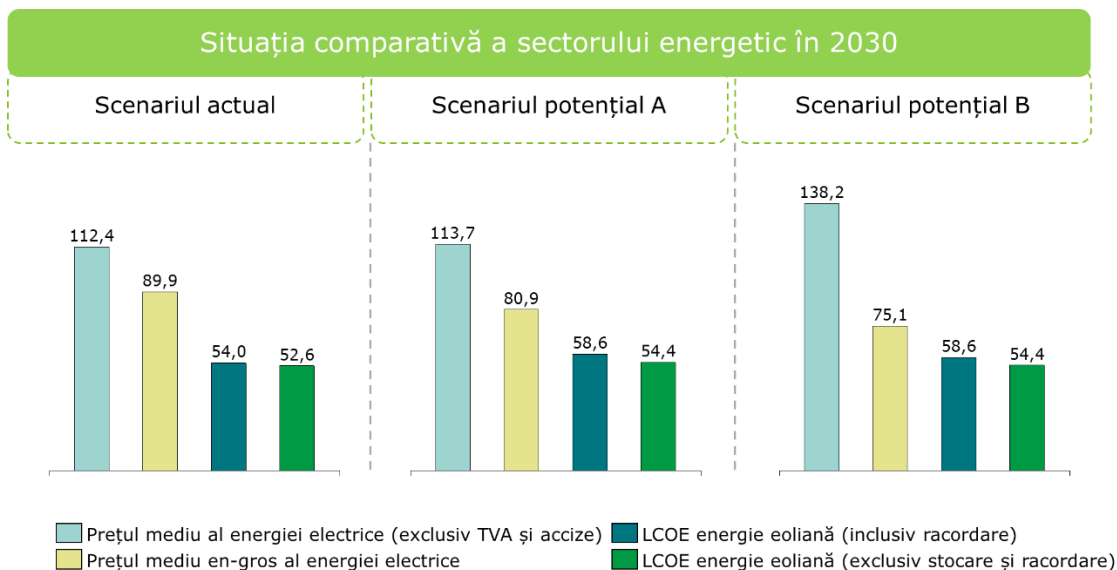
Diferența fundamentală între rezultatele celor 3 scenarii prezentate în Fig. 27, 28 și 29 de mai jos o reprezintă viziunea de dezvoltare a sectorului energetic românesc, centrată în jurul conceptului de securitate energetică – scenariul actual, respectiv o tranziție ambițioasă către conceptul de energie și schimbări climatice, la orizontul anului 2030.

Figură 29 – Situație comparativă mixt energetic [MW/ resursă]



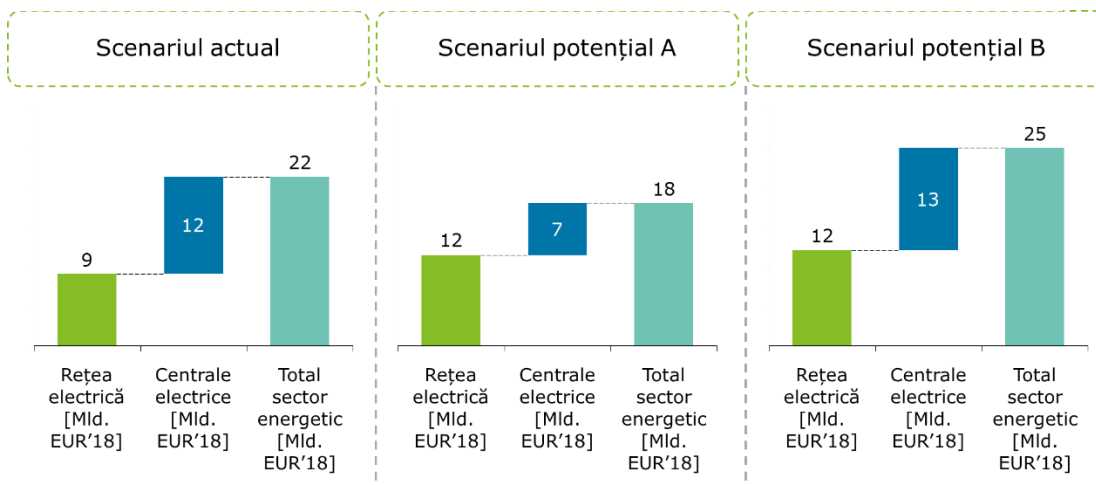
Sursa: Modelare Deloitte; Estimări Deloitte; PNIESC

Figură 30 - Situație comparativă prețuri [EUR'18 / MWh]



Sursa: Modelare Deloitte; Estimări Deloitte; PNIESC

Figură 31 - Situație comparativă a investițiilor în perioada 2021-2030 – valori cumulate [EUR/ MWh]



Sursa: Modelare Deloitte; Estimări Deloitte; PNIESC

Impactul tranziției ambițioase este însoțit însă nu numai de fondurile suplimentare necesare, ci și de efectele directe și indirecte asupra economiei românești - investițiile în sectoarele economice relevante vor genera un impact total de 350 de mld. EUR în produsul intern brut al României, în perioada 2021 – 2030. Investițiile pe plan local, în valoare de 79,4 mld. EUR, vor fi concentrate în perioada menționată mai ales în industria auto (41,9 mld. EUR) și cea de construcții (19,2 mld. EUR).

Valorificarea potențialului menționat mai sus ar fi posibilă în baza unui parcurs concentrat pe implementarea graduală a unor politici și măsuri adecvate, de natură a spori beneficiile oferite de o integrare crescută a

SRE în SEN, minimizând în același timp costurile asociate. În contextul probabilității crescute de introducere a unor criterii de sustenabilitate referitoare la o contribuție minimă obligatorie locală/ națională la realizarea proiectelor de investiții în SRE-E, investițiile pe plan local/ național în realizarea de echipamente și produse/ servicii aferente SRE vor fi suplimentate. În consecință, accelerarea tranziției către un sistem energetic cu o cotă crescută SRE poate să determine o creștere semnificativă a impactului cuantificat, comparativ cu valorile prezentate mai sus.

Principalii factori de încurajare a integrării unei producții crescute de SRE-E la orizontul anului 2030 vor fi:

- cadru legislativ primar și secundar aliniat la principiile directivelor și regulamentelor europene;
- scăderea treptată a costului tehnologiilor, făcând ca SRE (în special turbinele eoliene și panourile solare) să fie competitive în raport cu sursele clasice;
- tranziția către rețele inteligente prin implementarea contorizării inteligente și digitalizarea rețelelor;
- dezvoltarea capacităților de stocare a energiei;
- electrificarea accelerată a transportului rutier ușor;
- creșterea PIB, a valorii adăugate brute formate în economie, precum și a veniturilor disponibile pentru gospodărie;

Pe baza analizei situației actuale, dar și a rezultatelor oferite de procesul de modelare, un parcurs optim al integrării crescute a SRE în mixtul energetic românesc este prezentat mai jos:

Figură 32 – Parcursul optim al integrării crescute a SRE în mixtul energetic românesc



Sursa: Analiză Deloitte

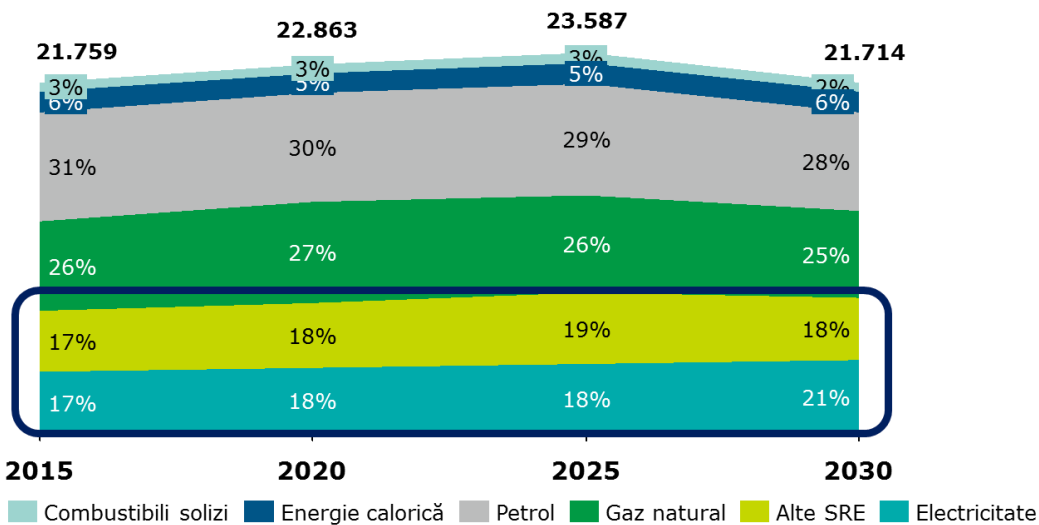
Anexă

Set de ipoteze comune scenariilor de dezvoltare

Ipotezele prezentate mai jos au fost folosite în cadrul procesului de modelare și sunt comune tuturor scenariilor de dezvoltare.

- ✓ Previzuni ale pieței de energie:
 - Costul tehnologiilor va scădea treptat, făcând ca SRE (în special turbinele eoliene și panourile solare) să fie competitive în raport cu sursele convenționale
 - Pe perioada 2021-2030 costul mediu de investiție pentru eolian va fi de ~ 1.086 EUR/kW
 - Costul de racordare a fost estimat la ~ 120.000 EUR
 - Costul mediu de stocare în perioada 2021 – 2030 a fost estimat la 452.435 EUR
 - În urma evoluției prognozate de Comisia Europeană, prețurile carbonului ETS vor înregistra o creștere semnificativă, ajungând la 42 EUR'16 / t CO₂ în 2030
 - Centralele pe bază de cărbune necesită investiții substanțiale pentru a se conforma la normele de poluare specificate de legislația de mediu
 - Evoluția până în 2030 a consumului va fi influențată de:
 - electrificarea transportului, ajungând la ~ 500.000 mașini electrice în 2030) și
 - creșterii consumului de energie electrică în sectorul rezidențial (creșterea numărului de gospodării conectate la rețea, creșterea numărului de gospodării cu sistem electric de încălzire și răcire, îmbunătățirea calității vieții)
 - Consumul final de energie și consumul de energie electrică sunt considerate a fi constante în toate scenariile analizate și evoluția acestuia este detaliată, în funcție de combustibili, în figurile de mai jos:

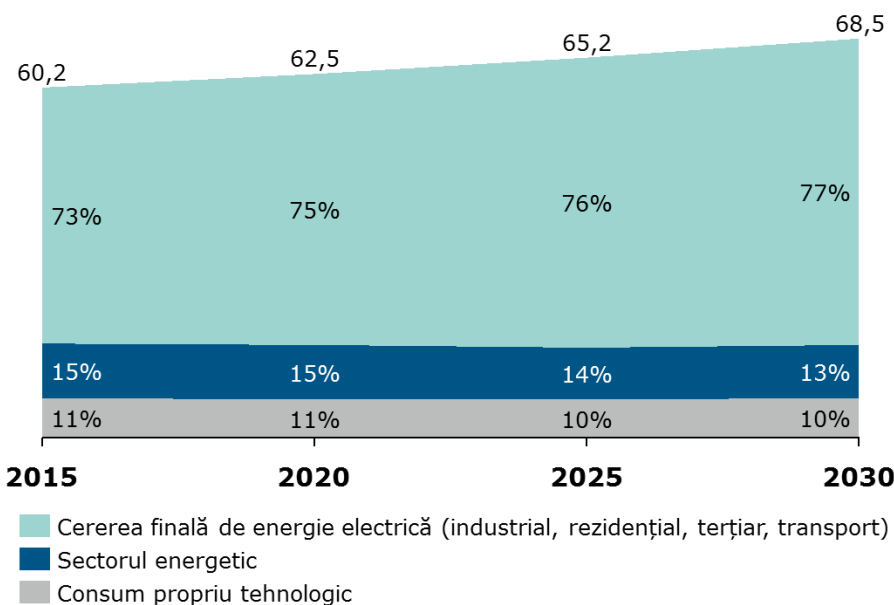
Figură 33 - Evoluția consumului final de energie, în funcție de combustibil, [Mii tep]



Sursa: Calcule Deloitte

Consumul final de energie se preconizează a crește până în anul 2025, urmând să scadă până în 2030 la un nivel asemănător cu cel din 2015. Această scădere este asociată cu creșterea eficienței energetice.

Figură 34 - Evoluția consumului de energie electrică, în funcție de destinație [TWh, %]



Sursa: Calcule Deloitte

✓ Infrastructură:

- Tranziția la rețelele inteligente prin automatizare, introducerea contorizării inteligente și a digitalizării rețelei
- Modernizarea sistemelor de distribuție și transport – reducerea CPT

- Dezvoltarea de capacități de stocare a energiei la nivelul RET/RED pentru a îmbunătăți capacitatea de echilibrare
 - Interconectarea rețelei naționale de transport a energiei electrice - 15% (2030)
 - Dezvoltarea capacităților de transport pentru preluarea gazelor naturale din Marea Neagră
 - Extinderea și modernizarea capacităților de înmagazinare a gazelor naturale
- ✓ Indicatori macroeconomici:
- În 2050, consumul de energie electrică/locuitor în România va depăși media UE la nivelul anului 2015 (de 5,390 kWh/locuitor)
 - În 2030, acest consum va atinge 54% din media UE la nivelul anului 2015
 - În 2020, consumul de energie electrică/locuitor va atinge 45% din media UE la nivelul anului 2015
 - ~ 18 milioane de locuitori în România la sfârșitul perioadei de analiză

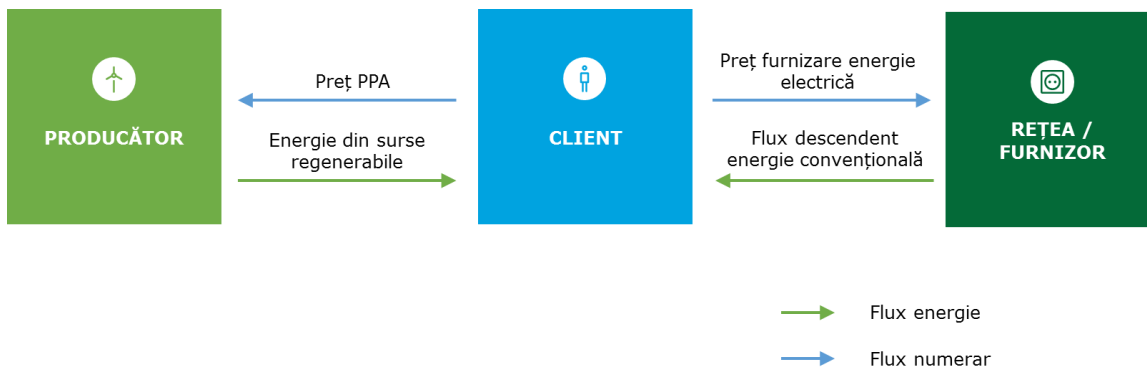
Factori de conversie		
1 MWh	=	94,28 mc
1 mld. Mc.	=	35,687,347.87 MMBTU
1 tep	=	6.84357 bep
1 tep	=	1,11 mii mc
1 pc	=	0,029 mc

Tipuri de contracte PPA

Tip 1: PPA fizic on-site (physical on-site PPA)

- Producătorul construiește, operează și întreține centrala SRE în incinta proprietății clientului
- Energia produsă este introdusă direct în rețeaua electrică proprie
- Prețul PPA-ului bazat pe caracteristicile contractului și a centralei SRE

Figură 35 - PPA fizic on-site

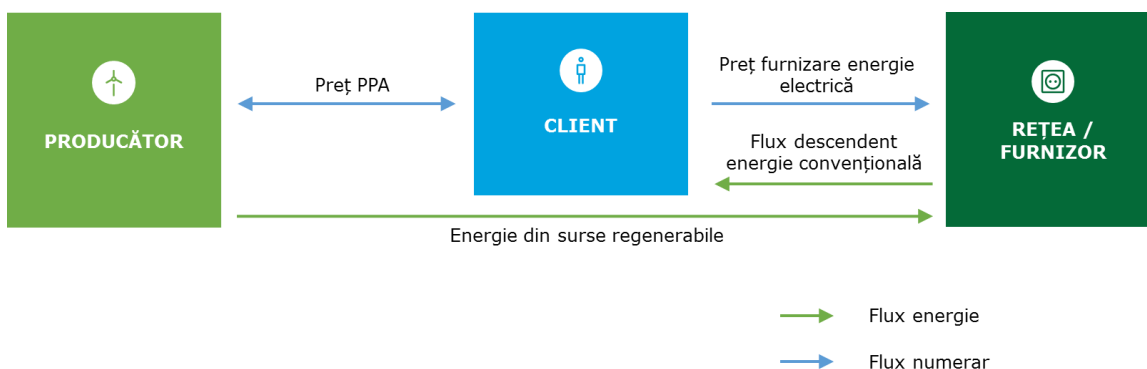


Sursa: EEX Power Purchase Agreements, August 2018, Deloitte

Tip 2: PPA fizic off-site (physical off-site/ corporate / sleeved PPA)

- Producătorul vinde energie direct către clientul final, conform contractului
- Producătorul furnizează energie clientului final prin rețeaua electrică comună, conform contractului

Figură 36 - PPA fizic off-site



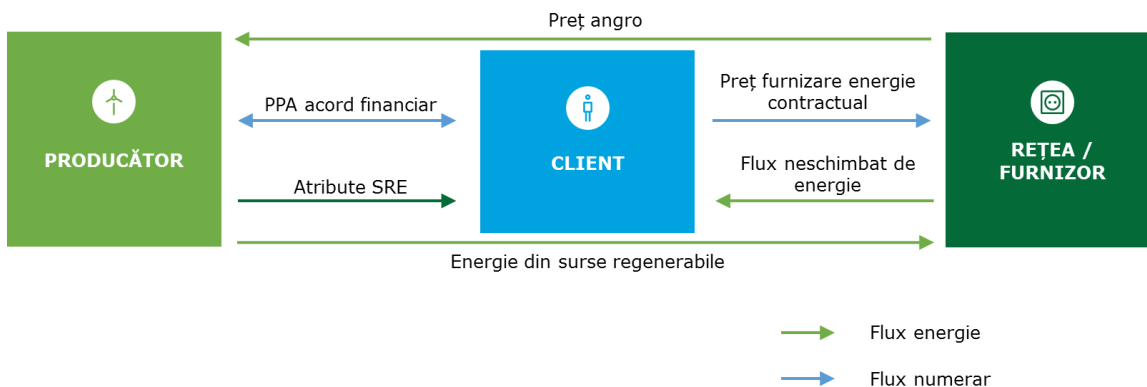
Sursa: EEX Power Purchase Agreements, August 2018, Deloitte

Tip 3: PPA virtual/financiar (virtual / synthetic / merchant PPA)

- Vânzarea și cumpărarea indirectă a volumului de energie stabilit în contract, prin mijlocul piețelor spot (nu fizic între cele 2 părți)

- Furnizarea energiei prin rețea, posibil de către mai mulți furnizori
- Compensarea diferențelor între prețul stabilit în contract și cel plătit pe piețele spot prin contractele pentru diferență

Figură 37 - PPA virtual/financiar



Sursa: EEX Power Purchase Agreements, August 2018, Deloitte

Tabel 4 - Caracteristici de negociere pentru încheierea unui PPA

Caracteristici de negociere la încheierea unui PPA	
Preț	Modalități de formarea prețului: preț fix, plafonarea prețului (valoare minimă / maximă), rată variabilă bazată pe indice Majoritatea PPA-urilor aparțin tipului 2, și sunt în esență contracte pentru diferență între producător și client final
Durată	Prețuri pot fi negociate pe o perioadă de până la 15 ani, sau stabilite pentru o perioadă mai scurtă (de exemplu 6 ani) și ulterior renegociate
Volum/ capacitate	De regulă, volumul de energie furnizată este fix, în funcție de cererea obișnuită a clientului sau bazată pe o estimare a cererii
Structura contractului	PPA-uri sunt încheiate bilateral, nu există un model standard
Riscuri	Riscul de contraparte reprezintă un impediment care cauzează negocieri îngreunate și îndelungate

Sursa: EEX Power Purchase Agreements, August 2018, Deloitte

Acoperirea riscurilor prin contracte futures OMP (Organized Market Place), decontate în numerar:

- Produs standard OMP
- Modalitate de atenuare a riscului comercial
- Valoare adăugată pentru contrapartide

Participanții la piață care au încheiat un PPA se pot asigura pentru cel mult 6 ani în avans prin mijlocul unei serii de contracte de tip futures (cu preț unic), eliberate de OMP, pentru a acoperi expunerea la riscul comercial al unui PPA. Prin această modalitate, participanții profită atât

de stabilitatea prețului pe termen lung cât și de atenuarea riscului de contrapartidă, oferită printr-o casă de compensare.

În sectorul energetic, PPA-urile sunt relevante îndeosebi în cazul în care producătorii au obligația de a acoperi o cotă SRE din energia electrică furnizată. În prezent, PPA-urile sunt utilizate sub forma unui mecanism de suport și promovare SRE în țări precum: Marea Britanie, Statele Unite, Norvegia, Irlanda, Olanda și Polonia. De asemenea, în țările cu o climă însoțită, PPA-uri fotovoltaice sunt în curs de dezvoltare. Mai mult, PPA-urile pot fi o soluție viabilă pentru instalațiile de producție offshore a energiei eoliene.

Note Metodologice

Instrumentul de modelare

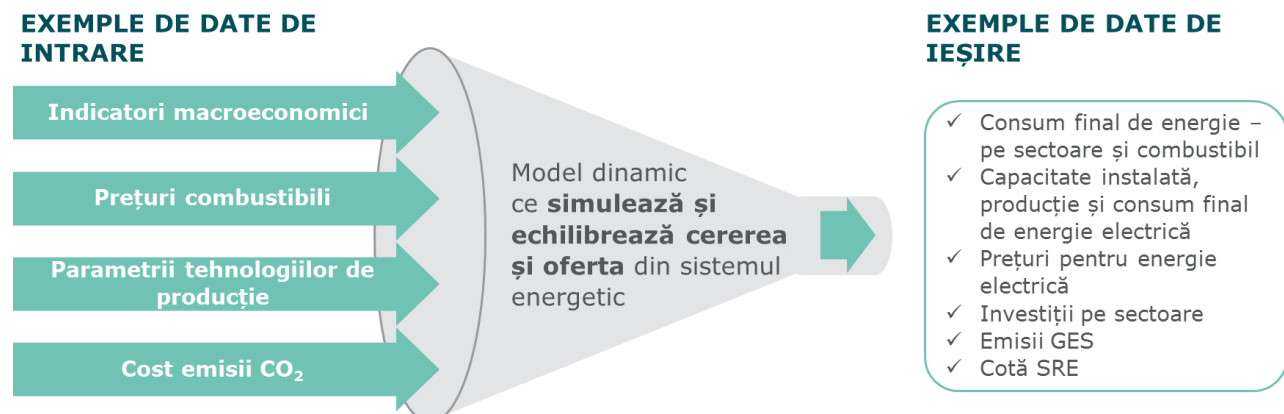
Instrumentul de modelare folosit are la bază metodologia utilizată și de către Comisia Europeană. Modelul energetic este un model complex, axat pe mecanismele pieței și vizează proiectarea explicită a prețurilor, care influențează evoluția cererii și ofertei de energie, progresul tehnologic, elemente de natură economică, financiară și comportamentală, precum și considerente de mediu. Structura modelului este una modulară iar modulele diferă de la un sector la altul, în încercarea de a surprinde cât mai realist comportamentul agentului și interacțiunile acestuia în piață. Designul modelului combină fundamentul microeconomic al comportamentelor cu detaliile ingineriei și tehnologiei. Specificațiile se concentrează pe simularea schimbărilor structurale și tranzițiile sistemului energetic pe termen lung, mai degrabă decât prognozarea pe termen scurt.

Modelul este un instrument dinamic care oferă previziuni detaliate privind cererea, oferta, prețurile și consumul de energie, investiții necesare, acoperind întregul sistem energetic, inclusiv emisii și tranzacționarea de produse energetice.

Modelul utilizează prețurile ca mijloc de echilibrare a cererii și ofertei simultan pe mai multe piețe pentru energie și emisii. Modelul determină volumul de echilibru al pieței prin găsirea prețurilor fiecărei energii astfel încât cantitățile pe care producătorii le găsesc a fi cele mai potrivite pentru a fi furnizate corespund cu cantitățile pe care consumatorii doresc să le utilizeze.

În figura de mai jos sunt ilustrate principiile de funcționare a modelului energetic utilizat în stabilirea scenariilor de dezvoltare a energiei provenită din SRE.

Figură 38 - Principiile de funcționare ale modelului energetic



Sursa: Metodologie Deloitte

Metoda Input-Output (Intrări-Ieșiri) pentru calculul impactului investițiilor în proiecte privind energia din surse regenerabile în economia românească

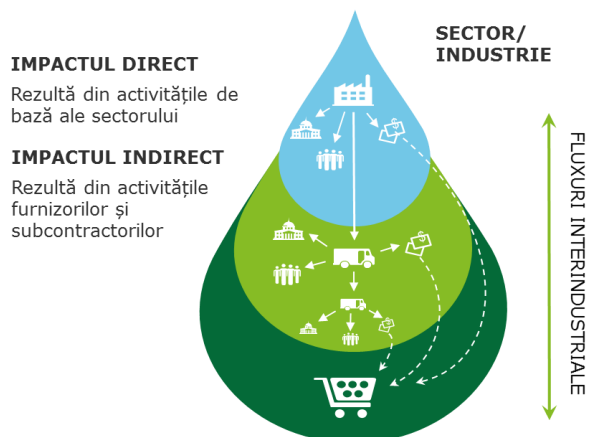
Orice economie – analizată printr-o prismă națională sau globală – conține sectoare și industrii care sunt interdependente între ele. În cadrul acestor sectoare și industrii există societăți ale căror operațiuni depind de, dar și influențează alte companii și agenți economici. Pentru a analiza impactul socio-economic al unei industrii selectate, trebuie să folosim o metodologie care să ia în considerare aceste fluxuri și să demonstreze modul în care producțiile din multe industrii diferite devin pentru alte industrii un imbold și, prin urmare, generează valoare adăugată, ocuparea de forță de muncă suplimentară și venituri adiționale în economie.

Wassily Leontief, economist care în 1973 a primit premiul Nobel pentru realizările sale, a evidențiat mai întâi astfel de interdependențe în cadrul economiei Statelor Unite. De atunci, astfel de tabele – numite tabele simetrice de intrări-ieșiri – au fost create pentru aproape toate țările, de către birourile naționale de statistică, utilizând date din conturile naționale. Aceste tabele, în comparație cu datele financiare privind cheltuielile, veniturile, salariile și impozitele dintr-o anumită industrie sau anumite companii dintr-un sector, sunt un instrument puternic pentru a demonstra impactul socio-economic.

Folosind un model bazat pe tabelul input-output pentru economia românească și datele de intrare ale industriei, s-au calculat următoarele tipuri de impact ale proiectelor de dezvoltare a energiei regenerabile:

- **Impact direct**, generat de activitățile în sine desfășurate în urma proiectelor legate de dezvoltarea energiei regenerabile.
- **Impact indirect**, legat de tranzacțiile de afaceri cu furnizorii și subcontractorii proiectelor de dezvoltare a energiei regenerabile. Achizițiile de bunuri și servicii efectuate de inițiatorii acestor proiecte de la furnizorii români generează afaceri pentru acești furnizori, permițându-i să-și susțină locurile de muncă și să genereze venituri. Dar efectele nu se termină aici – furnizorii direcți (primul nivel) au proprii lor furnizori (nivelul al doilea) etc., a căror producție crește datorită impulsului inițial al proiectelor de dezvoltare a SRE creând un efect în lanț în economie. Aceste efecte, inclusiv toate rundele de tranzacții, sunt luate în considerare efectiv în modelul utilizat.

Figură 39 - Principiile de funcționare ale modelului Input-Output



Sursa: Metodologie Deloitte

Domeniul geografic

Studiul se referă la elaborarea de scenarii de dezvoltare a cotei energiei provenite din surse regenerabile în consumul final brut, pentru România și la cuantificarea impactului acestor scenarii.

Datele de intrare

Analiza a fost efectuată utilizând datele publice și sursele private de informații ale Deloitte și grupurilor de experți, în timp ce prognozele au fost proiectate pe baza datelor istorice și a ipotezelor noastre privind evoluția sectorului energetic românesc.

Interval de timp acoperit

Scenariile de dezvoltare rezultate în urma modelării se referă la perioada 2021 – 2030, cu anumite referințe la orizontul anului 2050 și cu accent și pe anii 2023, 2025 și 2027 ca fiind ținte intermediare. Pentru o serie de indicatori, evoluțiile au fost surprinse la un interval de 5 ani, pornind din anul 2015.

Limitările modelului

Modelul utilizat este limitat de acuratețea și caracterul complet al datelor naționale, precum și de datele publicate a tabelor naționale de intrare-ieșire, a căror evidență este destul de dificil de ținut de către oficiile naționale de statistică (cele mai recente tabele simetrice de intrare-ieșire pentru România au fost publicate în anul 2013, cu prețurile pentru anul 2010, sursa EUROSTAT). Pentru a compensa discrepanța dintre tabelele intrări-ieșiri și anul curent, cele mai recente cifre sunt ajustate pe baza ratelor naționale ale inflației începând cu anul publicării tabelor. Aceasta presupune că interdependențele dintre diferitele sectoare din economie au rămas la niveluri similare cu anul de bază, oferind o reprezentare statică a economiei.

La o scară mai largă, alte limitări ale modelelor de intrare-ieșire includ o incapacitate de a explica cu acuratețe resursele finite sau efectele economiilor de scară.

În ciuda limitărilor metodologiei și datelor, modelul este capabil să ofere o reprezentare generală a impactului creșterii cotei energiei din SRE în consumul final de energie al României, această metodologie fiind utilizată extensiv la nivel internațional.

Referințe (selecție)

Directiva 2009/28/CE a Parlamentului European și a Consiliului, din 23 aprilie 2009 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, de modificare și ulterior de abrogare a Directivelor 2001/77/CE și 2003/30/CE.

Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului din 11 decembrie 2018 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile

EEA Report, Renewable energy in Europe 2017.

European Commission, Energy datasheets: EU28 countries, 2018.

Institutul Național de Statistică, www.insse.ro.

IRENA, Renewable Energy Policies in a Time of Transition, 2018.

IRENA, Renewable Energy Prospects for the European Union, 2018.

Ministerul Energiei, Planul Național de Acțiune în Domeniul Energiei din Surse Regenerabile P.N.A.E.R. 2014-2020.

Ministerul Energiei, "Proiectul Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030", Noiembrie 2018.

Ministerul Energiei, "Strategia Energetică a României 2016-2030, cu perspectiva anului 2050", 2016.

Ministerul Energiei, "Strategia energetică a României 2018-2030, cu perspectiva anului 2050", 2018.

Parlamentul României, Lege Nr. 184/2018 din 18 iulie 2018 pentru aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 24/2017 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie și pentru modificarea unor acte normative.

Regulamentul (UE) 2018/1999 al Parlamentului European și al Consiliului din 11 decembrie 2018 privind guvernarea uniunii energetice și a acțiunilor climatice

Răspunderea autorilor

Deloitte Consultanță SRL (denumit în continuare „Deloitte”, „consultantul” sau „noi”) a realizat un studiu independent cu privire la „Energia regenerabilă în România: Potențial de dezvoltare la orizontul anului 2030” („Studiul”, „Raportul” sau „Analiza”). Raportul a fost realizat la cererea Asociației Române pentru Energie Eoliană („RWEA”, „Clientul”), în acord cu termenii contractuali dintre RWEA și Deloitte.

Analiza a fost efectuată în mod independent de către Deloitte, care a utilizat preponderent expertiza și resursele proprii, precum și sursele publice menționate.

Deloitte a pregătit și livrat Studiul în beneficiul și pentru informarea RWEA. În consecință, Deloitte nu acceptă și nici nu își asumă vreo responsabilitate față de altcineva decât RWEA, în legătură cu acest Raport, cu aprecierile, constatările, concluziile, recomandările sau opiniile prezentate sau deduse din acesta. Orice referire a unui terț la această Analiză, se face pe propria răspundere a celui din urmă.

Analiza noastră reprezintă un punct de plecare obiectiv și rezonabil pentru o dezbatere rațională asupra beneficiilor economice aferente unor potențiale dezvoltări ale energiei din surse regenerabile la nivelul anului 2030 în România. Fără îndoială, apariția unor posibile dezbateri în privința ipotezelor abordate nu este exclusă. Deloitte nu își asumă nicio responsabilitate referitoare la/ și nici nu va lua parte la eventuale polemici pe această temă.

Înainte de a acționa ca urmare a informațiilor din acest Studiu, este necesară asigurarea unei asistențe profesionale competente suplimentare precum și o analiză atentă a situației specifice. Deciziile bazate pe informațiile prezentate în acest Studiu cad în responsabilitatea exclusivă a părților decidente.

Informațiile conținute aici sunt de natură generală și nu sunt destinate să abordeze circumstanțele particulare ale unei anumite persoane sau entități. Raportul nu își propune să abordeze sau să ofere o analiză a implicațiilor și circumstanțelor juridice relevante și nici nu a fost realizat pe baza analizei profesionale a unui consilier juridic. Cu toate că ne-am străduit să furnizăm informații exacte și actualizate, nu există garanția că aceste informații sunt corecte la data la care sunt disponibile sau că vor continua să fie corecte și pe viitor.

Datele de intrare au fost colectate din surse publice, din datele și informațiile Deloitte, precum și în urma discuțiilor cu experți din domeniu. Prognozele au fost realizate pe baza datelor istorice și a ipotezelor noastre privind evoluția producției de energie din surse eoliene.

Conținutul, analizele și concluziile acestui raport nu reflectă neapărat opiniile individuale ale experților participanți. A fost exprimată o gamă largă de puncte de vedere și opinii, uneori divergente, care au făcut posibilă studierea mai profundă și mai obiectivă a aspectelor fundamentale tratate de studiu. O privire de ansamblu a metodologiei și a seturilor de date statistice utilizate de autori este disponibilă în anexa prezentului document.

Se presupune că toate informațiile obținute din surse publice sunt corecte și complete. Acestea nu au fost auditate sau revizuite în mod independent, nu le-a fost verificată acuratețea sau caracterul complet al acestora prin referire la surse, informații sau dovezi ale Deloitte. Astfel, Deloitte nu își asumă nicio răspundere pentru orice erori sau omisiuni pe care aceste informații le-ar putea conține sau care ar fi putut să apară în concluziile și rezultatele incluse în acest document.

Asociația Română pentru Energie Eoliană

RWEA nu acceptă și nici nu își asumă vreo responsabilitate față de terți, în legătură cu acest Raport, cu aprecierile, constatările, concluziile, recomandările sau opiniile prezentate sau deduse din acesta. Orice referire a unui terț la această Analiză, se face pe propria răspundere a celui din urmă.

Analiza reprezintă un punct de plecare obiectiv și rezonabil pentru o dezbatere rațională asupra potențialului de dezvoltare a energiei din surse regenerabile la orizontul anului 2030. Fără îndoială, apariția unor posibile dezbateri în privința ipotezelor abordate nu este exclusă. RWEA nu își asumă nicio responsabilitate referitoare la/și nici nu va lua parte la eventuale polemici pe această temă.

Înainte de a acționa ca urmare a informațiilor din acest Studiu, este necesară asigurarea unei asistențe profesionale competente suplimentare precum și o analiză atentă a situației specifice. Deciziile bazate pe informațiile prezentate în acest Studiu cad în responsabilitatea exclusivă a părților decidente.

Deloitte.

Numele Deloitte se referă la organizația Deloitte Touche Tohmatsu Limited ("DTTL"), o companie cu răspundere limitată din Marea Britanie, rețeaua globală de firme membre și persoanele juridice afiliate acestora. DTTL și firmele sale membre sunt entități juridice separate și independente. DTTL (numit în continuare și "Deloitte Global") nu furnizează servicii către clienți. Pentru a afla mai multe despre rețeaua globală a firmelor membre, vă rugăm să accesați www.deloitte.com/ro/despre.

Deloitte furnizează clienților din sectorul public și privat din industrii variate servicii de audit, consultanță, servicii juridice, consultanță financiară și de managementul riscului, servicii de taxe și alte servicii adiacente. Patru din cinci companii prezente în Fortune Global 500® sunt clienți Deloitte, prin intermediul rețelei sale globale de firme membre care activează în peste 150 de țări și teritorii, oferind resurse internaționale, perspective locale și servicii de cea mai înaltă calitate pentru a rezolva probleme de business complexe. Pentru a afla mai multe despre modalitatea în care cei 263.900 de profesioniști Deloitte creează un impact vizibil în societate, vă invităm să ne urmăriți pe Facebook sau LinkedIn.

© 2019. Pentru mai multe detalii, contactați Deloitte România