COD DE BUNE PRACTICI

PENTRU ENERGIA REGENERABILĂ ÎN ROMANIA

EDIȚIA A III-A

RPIA
Romanian Photovoltaic Industry Association

rwea
Romanian Wind Energy Association

Piața a evoluat.
Iar reperele se schimbă odată cu ea.

De la ediția precedentă a acestui Cod, sectorul energiei regenerabile din România a crescut atât în dimensiune, cât și în complexitate. Astăzi, discuția depășește cu mult dezvoltarea de noi capacități și include realitățile rețelelor, stocării, flexibilității, finanțării, comunităților și operării pe termen lung.

Scrisă de industrie, pentru industrie,
această a treia ediție reunește experiența și perspectivele celor implicați direct în această transformare: ce a funcționat, ce trebuie schimbat și ce înseamnă bunele practici pentru o piață care nu se mai află la început de drum.

Cuvânt înainte

ANDREI MANEA
Director Executiv RPIA

LIVIU GAVRILĂ
Vicepreședinte RWEA

Dacă în urmă cu câțiva ani discuția despre energie era concentrată pe capacitatea de a acoperi necesarul de consum, tensiunile geopolitice recente și volatilitatea piețelor dependente de combustibili fosili au redefinit prioritățile în jurul securității aprovizionării la costuri predictibile și accesibile. În acest nou context internațional în care producția locală de energie devine un avantaj strategic, rolul surselor regenerabile a evoluat de la o componentă marginală la un element fundamental pentru reziliența sistemului și pentru competitivitate economică.

România a făcut deja pași importanți în direcția consolidării sectorului fotovoltaic și eolian, prin creșterea investițiilor, un cadru de reglementare aflat într-un proces de adaptare continuă și mecanisme noi de sprijin. Drept rezultat, în mai puțin de patru ani, mixul energetic național s-a transformat într-un ritm accelerat, pe măsură ce peste 7 GW de noi capacități regenerabile au fost finalizate și conectate, care asigură peste jumătate din producția diurnă. Cu toate acestea, în timp ce progresul este semnificativ, nu mai este suficient doar să construim, ci este necesar să putem transfera, stoca și utiliza eficient energia produsă. Industria, transportul, încălzirea și noile sectoare ale economiei trebuie să poată valorifica avantajele aduse de sursele regenerabile, iar pentru acest lucru avem nevoie de rețele moderne, digitale și flexibile, adaptate unui sistem tot mai descentralizat. Cu cât vom electrifica mai mult economia folosind energie verde, cu atât investițiile în surse regenerabile se vor transforma mai repede într-un avantaj competitiv, locuri noi de muncă și securitate energetică.

Pe măsură ce sectorul se maturizează, este nevoie ca și dezbaterea să evolueze în același ritm, de la cât putem construi la cum integrăm și valorificăm noile capacități de producție. Cea de-a treia ediție a Codului de Bune Practici reflectă această schimbare de perspectivă și vine în întâmpinarea identificării condițiilor necesare pentru ca dezvoltarea surselor fotovoltaice și eoliene să continue într-un mod coerent și sustenabil. România a demonstrat că poate construi într-un ritm accelerat. Miza de acum este să transformăm acest ritm într-un avantaj pe termen lung.

INSURANCE EXPERTISE THAT BUILDS BANKABLE RENEWABLE PROJECTS

Renewable Energy Insurance Broker

EARLY RISK INSIGHT | STRONGER PROJECTS | LASTING PERFORMANCE

ONE INSURANCE PARTNER ACROSS THE PROJECT LIFECYCLE

Cuvânt înainte

La nivel european, tranziția energetică intră într-o etapă de accelerare, în care instalarea de noi capacități de producție trebuie să meargă în paralel cu creșterea competitivității economice și a rezilienței sistemului energetic. Sectorul fotovoltaic are un rol esențial în această nouă arhitectură, prin contribuția sa la reducerea presiunii asupra prețurilor, creșterea securității energetice și limitarea dependenței de combustibilii fosili.

România, una dintre cele mai dinamice piețe din Europa, reflectă tot mai clar în aceasta evoluție. Pe măsură ce sectorul se maturizează, însă, colaborarea dintre dezvoltatori, autorități și comunități locale devin esențiale pentru o dezvoltare sustenabilă pe termen lung. Codul de Bune Practici sprijină acest demers, oferind puncte de referință, recomandări concrete și un reper comun pentru toți actorii implicați în dezvoltarea energiei regenerabile.

SolarPower Europe felicită progresele importante realizate în ultimii ani de sectorul fotovoltaic din România și susține eforturile de a menține ritmul de dezvoltare. Obiectivul nostru comun este ca aceasta să fie ultima criză a combustibililor fosili prin care trecem.

DRIES ACKE,
Deputy CEO,
SolarPower Europe

PIERRE TARDIEU
Director de politici,
WindEurope

România intră într-o nouă etapă de creștere. Având în vedere portofoliul solid de proiecte eoliene aflate în curs de dezvoltare, țara dispune de o oportunitate excelentă de a-și consolida securitatea energetică, de a stimula competitivitatea industrială și de a susține dezvoltarea economică prin energie curată produsă la nivel local.

Premisele necesare pentru ca România să devină un lider regional în domeniul energiei din surse regenerabile sunt deja create. Totuși, valorificarea acestui potențial va depinde nu doar de adăugarea unor noi capacități de producție, ci și de modernizarea și extinderea rețelei electrice, precum și de accelerarea electrificării la nivelul întregii economii.

Aceste provocări sunt comune întregii Europe. În prezent, prioritatea nu vizează atât stabilirea unor noi obiective ambițioase, cât mai degrabă transpunerea în practică a normelor și politicilor europene existente, creând astfel condițiile necesare pentru a debloca investițiile în energie regenerabilă, rețele și în procesul mai amplu de tranziție energetică. Aici intervine Codul de bune practici – un punct de referință comun pentru toți actorii implicați în sectorul energiei regenerabile, menit să contribuie la alinierea așteptărilor, la consolidarea cooperării și la susținerea unei dezvoltări responsabile a proiectelor.

Cuprins

01 România în context european: strategie, oportunități, provocări 8-25

Ministerul Energiei: România trece de la instalarea regenerabilelor la integrarea lor în sistem

Deblocarea următorului val de dezvoltare a energiei eoliene în România

Politicile de energie și climă ale Uniunii Europene. Două perspective complementare pentru securitate, prosperitate și reziliență

Traiectorii ale energiei regenerabile în Europa Centrală și de Est

Energia fotovoltaică și stocarea – răspunsul la trilema energetică

Electrificarea trebuie să devină un proiect național

Rolul pieței în integrarea sustenabilă a energiei regenerabile

02 Politici și reglementări în sectorul regenerabil 28-45

De la capacitate instalată, la energie integrată

Cadrul legislativ pentru energie regenerabilă din România: O vară decisivă din punct de vedere normativ, cu energia eoliană (inclusiv offshore) în prim-plan

Cum remodelează reforma legislativă din România mediul investițional din sectorul energiei

Vântul schimbării: Energia eoliană în România între ambiție și realitate

Securitatea cibernetică în energia regenerabilă. Cerințe NIS2, responsabilități și bune practici

SentryOT - Un răspuns ingineresc din Europa pentru conformarea la NIS2

03 Rețele, sistem și flexibilitate 48-63

Cum evitam o succesiune de valuri de entuziasm?

Transelectrica accelerează modernizarea rețelei pentru noul val de investiții

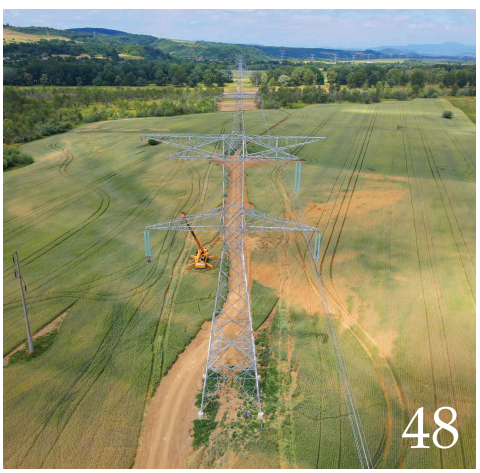
Fotovoltaicul din România își consolidează locul pe harta europeană

Rețelele nu se modernizează pe hârtie

Un nou Cod al Rețelei așteptat în T4 2026 - Cerințe pentru generatori

Următoarea etapă în tranziția energetică. Regenerabile în beneficiul sistemului energetic

Stocarea – următoarea etapă în dezvoltarea energiei regenerabile



04 Capital, risc și bancabilitate 66-79

După PNRR: cum se schimbă finanțarea europeană după 2028 - Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene, MIPE

Finanțarea următoarei tranziții energetice a României

Rolul BEI în următoarea etapă de investiții

Tranziția verde prin lentila sustenabilității financiare

De la riscul de preț la flexibilitate prin stocare: Evoluția finanțării celui de a doilea val al regenerabilelor

De la bancabil la asigurabil. Gestionarea riscurilor mai devreme în proiectele BESS, eoliene și solare

Cum se finanțează energia regenerabilă în România

05 Energia eoliană: de la potențial la execuție și integrare 82-97

Construirea unui viitor rezilient pentru industria eoliană din România

Mai mult decât megawați, construim valoare pentru România

Dincolo de turbine: Investiția pe termen lung a Nordex în viitorul energiei eoliene a României

OX2: Cel mai activ catalizator de proiecte eoliene din România

Execuția este noul avantaj competitiv: De ce are nevoie în continuare România

ENEVO Group, un EPC+ pentru proiecte de infrastructură energetică

Cum schimbă digitalizarea modul în care sunt construite proiectele de energie regenerabilă

Wind Open Day 2026: Energia eoliană, văzută din teren

06 Energia fotovoltaică: versatilitate, inovare și noi modele de dezvoltare 100-113

Prosumatorul – de la expansiune la integrare

O nouă metodă de supervizare a construcției proiectelor solare

Construim viitorul acolo unde apa întâlnește energia

Potențialul solar al României se vede mai bine din satelit

Reciclare, reutilizare, reziliență – viitorul circular al industriei europene

07 Forța de muncă: educație și competențe pentru energia viitorului 116-127

Puterea oamenilor. Forța de muncă din spatele energiei eoliene, solare și stocării din România

Cum pregătim forța de muncă a viitorului

UPB oferă educație pentru energia viitorului

Provocarea dezvoltării competențelor în domeniul fotovoltaic și al stocării

Povestea unei industrii în continuă schimbare

1

România în context european: strategie, oportunități, provocări

Ministerul Energiei: România trece de la instalarea regenerabilelor la integrarea lor în sistem

CRISTIAN SILVIU BUȘOI,
Secretar de stat în cadrul Ministerului Energiei

Tranziția energetică reprezintă una dintre cele mai importante transformări economice și tehnologice ale prezentului, iar pentru România aceasta constituie o oportunitate strategică de consolidare a securității energetice, de creștere a competitivității economiei și de valorificare a avantajelor apartenenței la piața internă de energie a Uniunii Europene. Din perspectiva Ministerului Energiei, integrarea sustenabilă a surselor regenerabile trebuie abordată într-o manieră sistemică, în care dezvoltarea noilor capacități de producție este însoțită de investiții în infrastructură, digitalizare, flexibilitate și mecanisme moderne de piață.

România dispune de un potențial semnificativ în domeniul energiei regenerabile, atât în sectorul eolian și fotovoltaic, cât și în hidroenergie, biomasă și alte tehnologii cu emisii reduse de carbon. În același timp, România beneficiază de unul dintre cele mai diversificate și echilibrate mixuri energetice din Uniunea Europeană și a devenit, în anul 2025, principalul producător de gaze naturale din Uniunea Europeană, ceea ce îi conferă un avantaj strategic în asigurarea securității energetice și în gestionarea flexibilă a procesului de tranziție energetică. Valorificarea acestui potențial trebuie realizată în condițiile menținerii siguranței în funcționare a Sistemului Electroenergetic Național și ale asigurării unui echilibru între obiectivele de decarbonizare, competitivitate și securitate energetică.

Direcțiile strategice promovate de Ministerul Energiei sunt corelate cu obiectivele asumate prin Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice și Strategia Energetică a României 2025-2035, cu perspectiva anului 2050 și urmăresc dezvoltarea unui sistem energetic modern, flexibil și rezilient. Accentul se mută treptat de la simpla instalare de noi capacități de producție către integrarea eficientă a acestora în sistem prin dezvoltarea infrastructurii energetice, creșterea flexibilității operaționale și consolidarea mecanismelor de piață care să permită funcționarea eficientă a unui mix energetic din ce în ce mai diversificat.

Un element esențial al acestui proces îl reprezintă existența unui cadru de reglementare stabil, coerent

și predictibil. Simplificarea procedurilor administrative, reducerea duratei proceselor de autorizare, digitalizarea relației dintre autorități și investitori, precum și armonizarea legislației cu evoluțiile tehnologice contribuie la accelerarea implementării proiectelor și la consolidarea încrederii investitorilor. Predictibilitatea legislativă rămâne una dintre condițiile fundamentale pentru dezvoltarea unei piețe energetice mature și pentru asigurarea bancabilității proiectelor de investiții.

Integrarea unui volum tot mai mare de energie regenerabilă presupune, însă, investiții consistente în rețelele de transport și distribuție. Modernizarea și extinderea acestora reprezintă o condiție indispensabilă pentru racordarea noilor investiții și pentru creșterea capacității de preluare a energiei produse. În egală măsură, digitalizarea rețelelor, implementarea tehnologiilor inteligente și utilizarea soluțiilor avansate de monitorizare și operare permit gestionarea în condiții de siguranță a unui sistem energetic caracterizat printr-o pondere tot mai ridicată a producției variabile din surse regenerabile.

Flexibilitatea Sistemului Electroenergetic Național devine, astfel, unul dintre pilonii fundamentali ai tranziției energetice. Dezvoltarea capacităților de stocare a energiei, atât prin sisteme de baterii, cât și prin proiecte hidroenergetice cu acumulare prin pompaj, alături de stimularea mecanismelor de răspuns la cerere și de participarea agregatorilor pe piețele de energie, vor contribui la echilibrarea sistemului și la creșterea eficienței acestuia. Stocarea energiei nu mai reprezintă doar o tehnologie complementară, ci o infrastructură strategică indispensabilă pentru integrarea sustenabilă a surselor regenerabile și pentru reducerea costurilor generate de congestiile din rețea și de variațiile producției.

> ***Direcțiile strategice promovate de Ministerul Energiei sunt corelate cu obiectivele asumate prin Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice și Strategia Energetică a României 2025-2035, cu perspectiva anului 2050 și urmăresc dezvoltarea unui sistem energetic modern, flexibil și rezilient.***

Deblocarea următorului val de dezvoltare a energiei eoliene în România

GUY WILLEMS,
Consilier senior pentru mediu și implicarea comunităților, WindEurope

Piața energiei eoliene din România s-a trezit cu adevărat la viață. Un portofoliu solid de proiecte noi avansează acum, creând o oportunitate aparte de a consolida securitatea energetică, competitivitatea industrială și creșterea economică a României prin electricitate din surse regenerabile produsă pe plan intern. Energia eoliană acoperă deja aproximativ 11% din cererea de electricitate a României, iar următorul val de investiții ar putea dubla această contribuție.

România este bine poziționată pentru a deveni un lider regional în energia regenerabilă. Dar această poziție va necesita mai mult decât construirea de noi parcuri eoliene. Va presupune și extinderea rețelelor electrice și accelerarea electrificării economiei în ansamblu. Sunt provocări cu care se confruntă astăzi multe țări europene. Dezbaterea nu mai privește doar noi ținte. Este vorba despre aplicarea regulilor și politicilor deja convenite la nivel european, pentru a debloca investițiile în surse regenerabile și rețele.

Un bun exemplu este Directiva privind energia din surse regenerabile. România a transpus cu succes prevederile privind autorizarea și se numără deja printre țările cele mai rapide în procesarea autorizațiilor pentru proiecte de energie regenerabilă. Există însă în continuare loc de îmbunătățire. Prioritatea ar trebui să fie acum implementarea eficientă, nu noi cerințe administrative care riscă să încetinească proiectele.

Cel mai important pas următor este crearea unui ghișeu unic digital cuprinzător pentru autorizare. Ar fi o schimbare cu adevărat majoră. Permițând autorităților, dezvoltatorilor și comunităților să gestioneze și să monitorizeze procedurile printr-o singură platformă, digitalizarea crește transparența, reduce sarcinile administrative și îmbunătățește semnificativ eficiența proceselor de autorizare.

În același timp, Europa negociază Pachetul european pentru rețele, care urmărește să sprijine extinderea la scară largă și modernizarea rețelelor electrice. Este esențial. Europa nu își poate electrifica economia fără rețele mai puternice. Și nici România.

Mai multe elemente ale propunerii actuale merită un sprijin ferm. Planificarea rețelelor ar trebui să se bazeze pe un scenariu central, aliniat cu obiectivele europene și naționale în domeniul energiei, securității și industriei, oferind mai multă vizibilitate investitorilor și operatorilor de sistem. Listele de așteptare pentru racordare ar trebui să acorde prioritate proiectelor mature și strategice și să elimine proiectele speculative care blochează capacitatea disponibilă. Se poate face deja trecând de la principiul „primul venit, primul servit" la „primul pregătit, cel mai

necesar, primul racordat". Investiții mai mari în rețele și echipamente de rețea vor fi esențiale pentru racordarea noilor capacități regenerabile și pentru electrificarea gospodăriilor, companiilor și industriei. România merge deja în direcția corectă pe plan intern. Poate împărtăși această abordare la nivelul UE și o poate susține în negocierile în curs.

Pachetul pentru rețele conține și prevederi importante privind autorizarea. Digitalizarea rămâne în centrul propunerii, dar există riscul ca unele dintre cerințele existente pentru statele membre să fie slăbite în timpul negocierilor. O asemenea evoluție nu ar servi intereselor dezvoltatorilor de energie regenerabilă, operatorilor de rețea sau investitorilor în infrastructură. Acordul final ar trebui să păstreze progresele deja obținute prin REDIII și să construiască mai departe pe această bază. Pachetul ar trebui să mențină și simplificările propuse pentru retehnologizare, facilitând înlocuirea parcurilor eoliene vechi cu turbine moderne, mai eficiente. În același timp, noile cerințe privind beneficiile pentru comunitățile locale ar trebui să rămână proporționale și flexibile, permițând adaptarea soluțiilor la circumstanțele locale, în loc să creeze birocrație suplimentară.

Privind înainte, tranziția energetică a României nu se încheie cu construirea mai multor capacități regenerabile. Următoarea provocare este electrificarea economiei. Astăzi, electricitatea reprezintă doar aproximativ 15% din consumul total de energie al României. Industria, transporturile și încălzirea trebuie să devină motoare-cheie ale agendei de electrificare. Este un imperativ economic și de securitate, nu doar un obiectiv climatic. Un sistem energetic bazat pe surse regenerabile ar putea aduce Europei economii de până la 1,6 trilioane de euro până în 2050, reducând totodată dependența de combustibili fosili importați și consolidând autonomia strategică a Europei prin electricitate accesibilă, produsă pe plan intern.

Pe măsură ce negocierile privind Pachetul european pentru rețele intră în faza finală, România are ocazia să susțină o abordare pragmatică, axată pe implementare. Europa are deja multe dintre politicile potrivite. Este nevoie acum de leadership politic pentru a asigura accelerarea autorizării, extinderea rețelelor, încurajarea electrificării și deblocarea investițiilor.

O Europă competitivă, sigură și electrificată va fi construită prin dezvoltarea mai rapidă a energiei regenerabile și prin rețele electrice mai puternice. Rezultatul final al Pachetului pentru rețele ar trebui să livreze exact acest lucru: mai puține bariere, reglementare mai inteligentă și un traseu clar de la ambițiile de politică publică la proiecte realizate efectiv.

Politicile de energie și climă ale Uniunii Europene.

Două perspective complementare pentru securitate, prosperitate și reziliență

MARA ROMAN,
Șefa interimară a Reprezentanței Comisiei Europene în România

OANA NICULESCU,
Consilier pentru afaceri politice, Reprezentanța Comisiei Europene în România

Prețurile ridicate la energie revin regulat pe agenda publică pe fondul războiului Rusiei împotriva Ucrainei, a conflictului din Golf și al accelerării efectelor schimbărilor climatice. Presiunea este, simultan, asupra puterii de cumpărare a cetățenilor, a competitivității economice, a securității energetice și asupra adaptării la schimbările climatice. Succesul Uniunii și al statelor membre, deci și al României, va depinde de capacitatea de a anticipa, preveni și gestiona în mod coerent și coordonat toate aceste provocări.

Crizele suprapuse ne arată că tranziția către neutralitatea climatică la orizontul anului 2050 asumată de Uniunea Europeană nu mai reprezintă exclusiv o politică de mediu. Accesul la energie curată, abundentă și la prețuri accesibile tuturor europenilor, produsă în Europa, a devenit o condiție esențială pentru competitivitatea și reziliența economică a Uniunii, dar și factor de securitate geopolitică într-un nou context marcat de tranzacționalism și în care dependențele pot oricând deveni vulnerabilități. Uniunea Europeană a înțeles rolul strategic al securității energetice și climatice, pe care le-a integrat în cadrul politicilor sale economice și industriale în Pactul pentru industrie curată lansat în 2025.

Acesta promovează transformări structurale ce

stimulează inovarea, decarbonizarea, competitivitatea și crearea de competențe și locuri de muncă în industrii care aparțin viitorului. Pentru orizontul 2030–2040 pactul vizează integrarea și interconectarea piețelor de energie, accelerarea producției de energie regenerabilă și stimularea cererii de tehnologii și produse cu emisii scăzute de dioxid de carbon, fabricate în Europa. El include reguli pentru finanțare pe piață, dar și instrumente financiare și sprijin direct pentru a susține stabilizarea piețelor noi și a acoperi riscurile de dezvoltare ale tehnologiilor curate. Resursele publice au fost gândit drept o pârghie în deblocarea investițiilor private, pentru că atragerea finanțării private este o condiție sine qua non pentru a crește competitivitatea, reziliența și sustenabilitatea economiei europene.

În acest context, sistemul Uniunii de comercializare a certificatelor de emisii (EU ETS) rămâne piatra de temelie a politicii climatice europene. Prețul carbonului creează un stimulent economic pentru electrificare, pentru sursele regenerabile și pentru tehnologii de producție cu emisii reduse. Din momentul creării acestui sistem în 2005, sectoarele acoperite de EU ETS și-au redus emisiile cu peste 50%, în timp ce economia europeană a continuat să crească.

Propunerea de revizuire a EU ETS din vara lui 2026 urmărește stabilitatea semnalului de preț, esențială pentru orientarea investițiilor de capital cu perioade lungi de amortizare. În același timp, propunerea urmărește consolidarea fondurilor care orientează strategic veniturile obținute în urma comercializării certificatelor - Fondul de Inovare, Fondul de Modernizare și Banca de Decarbonizare

Industrială – astfel încât să susțină ritmul de decarbonizare al piețelor din Uniune, reducând totodată riscul investițional. România este unul din marii câștigători ai Fondului de Modernizare. Doar pentru modernizarea infrastructurii energetice din țară, Romania a primit deja 2.5 miliarde euro din acest fond.

Infrastructura energetică trebuie să țină pasul cu transformarea economiei iar investițiile pentru integrarea regenerabilelor în rețea reprezintă o condiție fundamentală pentru aceasta. Fără regenerabile am pierde avantajul energiei ieftine produse acasă, dar și o poliță de asigurare deoarece investițiile în energii regenerabile autohtone sunt și investiții în securitatea noastră energetică.

Regulamentul TEN -E privind planificarea si construcția rețelelor de energie transfrontalieră și finanțarea europeană au facilitat, din 2014, interconectarea statelor membre. Aceasta a permis statelor Uniunii Europene să facă față întreruperilor deliberate de gaz ale Rusiei, să se sprijine reciproc și să gestioneze impactul fenomenelor meteo extreme asupra sistemului energetic în vara acestui an, menținând siguranța sistemului și alimentarea cu energie a consumatorilor. Rețelele europene de electricitate au devenit o expresie a solidarității europene și coloana vertebrală a viitorului sistem energetic bazat pe energii curate.

Europa are nevoie de aproximativ 1.200 de miliarde EUR până în 2040 pentru rețelele electrice iar creșterea producției regenerabile impune și investiții în capacități de stocare, digitalizare și soluții pentru gestionarea cererii. Aceste investiți substanțiale riscă însă să facă prețul inaccesibil pentru consumatori. Pentru a preveni acest lucru, pachetul privind rețelele adoptat de Comisiei în 2025 propune noi modalități de finanțare, inclusiv printr-o împărțire echitabilă a costurilor proiectelor transfrontaliere între marii beneficiari.

Distribuția egală a beneficiilor, reducerea facturilor la energie suportate de gospodării, comunități și industrii vor determina succesul tranziției către o societate prosperă și neutră din punct de vedere climatic în aceeași măsură cu creșterea locurilor de muncă de calitate și sprijinirea celor care sunt afectați de transformările economice și industriale profunde. Aceste elemente sunt abordate cu prioritate și prin politicile sociale și energetice propuse de Comisia Europeană.

Agenda publică din România ne arată importanța acestor chestiuni mai mult ca oricând. În ciuda unei capacități impresionante, întârzierile în integrarea sistemică a producției de energie regenerabilă limitează posibilitatea României de a-și acoperi consumul la ore de vârf în condițiile secetei care afectează funcționarea hidrocentralelor și a reactoarelor nucleare și a întârzierii punerii în funcțiune a noilor capacități pe gaze.

Cadrul legislativ european oferă României oportunitatea de a-și calibra mixul energetic generos pentru a-și asigura creșterea economică și a parcurge cu succes în același timp tranziția energetică. Energia regenerabilă este parte din soluție. Existența unui cadru legislativ predictibil și cooperarea cu mediul privat deschid calea succesului României în asigurarea energiei sigure, curate și accesibile pentru cetățeni și actorii economici, dar și un aport competitiv consistent în lanțurile valorice europene în care companiile românești sunt deja profund integrate.

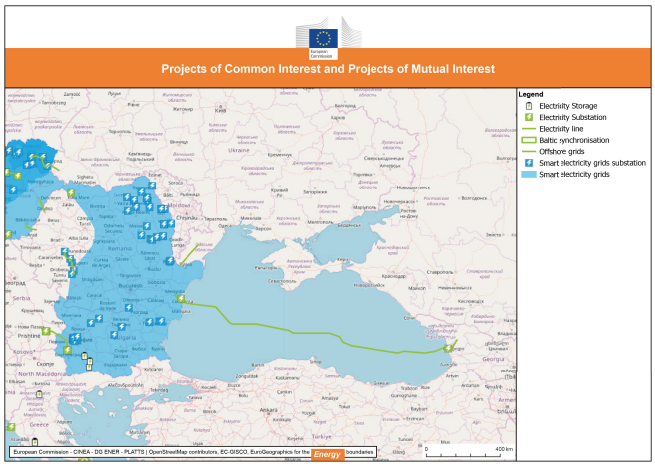
Infrastructura energetică trebuie să țină pasul cu transformarea economiei iar investițiile pentru integrarea regenerabilelor în rețea reprezintă o condiție fundamentală pentru aceasta. Fără regenerabile am pierde avantajul energiei ieftine produse acasă, dar și o poliță de asigurare deoarece investițiile în energii regenerabile autohtone sunt și investiții în securitatea noastră energetică.

Noua hartă europeană a interconexiunilor ajunge la Marea Neagră

Din aprilie 2026 este în vigoare a doua listă europeană a Proiectelor de Interes Comun și Proiectelor de Interes Reciproc, care reunește 235 de proiecte transfrontaliere de infrastructură energetică. Aproape jumătate (113) vizează electricitatea, rețelele offshore și rețelele inteligente, esențiale pentru integrarea unor volume mai mari de energie regenerabilă.

Relevant pentru România, lista include două proiecte cu mizã directă la Marea Neagră: interconexiunea submarină Anaklia, Georgia-Constanța Sud, cunoscută drept Black Sea interconnection cable, și o nouă interconexiune Artsyz, Ucraina-Isaccea. Statutul de PCI/PMI aduce proceduri de autorizare simplificate, sprijin de reglementare și eligibilitate pentru finanțare prin Connecting Europe Facility.

Pentru România, aceste conexiuni pot crește capacitatea regională de schimb și pot susține integrarea viitoarelor volume regenerabile din zona Mării Negre.



Clean energy without borders.
Alerion accelerates in Romania.

Alerion Clean Power is accelerating renewable energy in Romania with over 216 MWp of operational solar capacity and a growing pipeline of wind power, solar and integrated Battery Energy Storage Systems (BESS) projects in development and under construction.
We transform local wind and solar resources into reliable green energy for thousands of homes.

Discover our projects at
www.alerion.it

Alerion

Traiectorii ale energiei regenerabile în Europa Centrală și de Est

JAMES SPELLING
Manager de proiect, Baringa

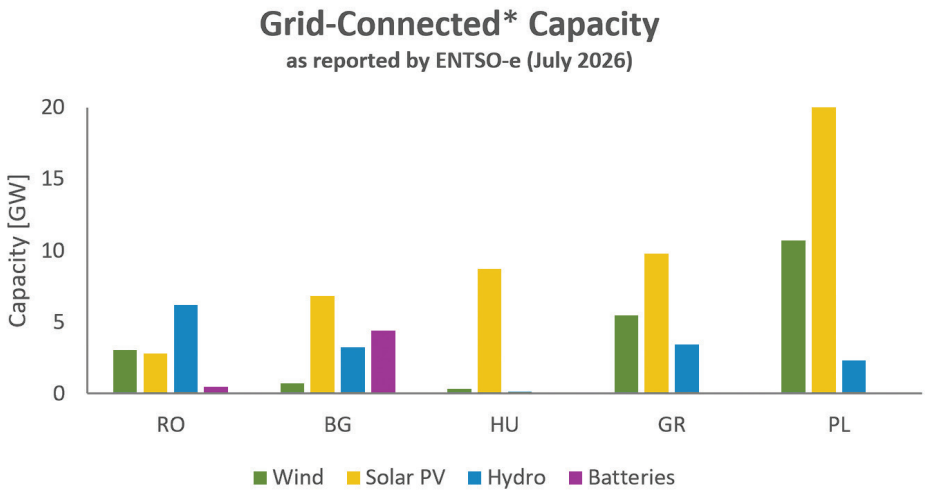
Energia regenerabilă a devenit un pilon central al securității energetice, competitivității economice și decarbonizării în Europa Centrală și de Est (CEE). În același timp, pe măsură ce regiunea își accelerează tranziția, se acumulează tot mai multă experiență și în privința provocărilor asociate integrării unor volume mari de producție regenerabilă variabilă.

România intră în această nouă etapă a tranziției dintr-o poziție relativ solidă. Comparativ cu multe dintre piețele din regiune, beneficiază de unul dintre cele mai diversificate mixuri de producție din CEE, care combină hidroenergia, energia nucleară, eoliană, solară și producția pe bază de gaze naturale. Diversitatea oferă o sursă importantă de flexibilitate și reziliență pentru sistem, reducând atât riscurile de integrare, cât și dependența de o singură cale tehnologică, în condițiile în care țara urmărește să își extindă semnificativ capacitatea regenerabilă în următorul deceniu.

În ultimii ani, țările din regiunea CEE au urmat traiectorii foarte diferite de dezvoltare a energiei regenerabile. Polonia și Grecia s-au impus ca lideri regionali în dezvoltarea regenerabilelor, susținute de creșteri importante atât ale capacităților eoliene, cât și ale celor solare. Tranziția Ungariei a fost dominată de expansiunea rapidă a energiei solare, în timp ce Bulgaria a înregistrat la rândul său o dezvoltare semnificativă a capacităților fotovoltaice în ultimii ani și devine tot mai mult una dintre cele mai active piețe europene pentru stocarea în baterii. România se situează undeva între aceste piețe: nu mai este pionierul din perioada certificatelor verzi, dar este tot mai bine poziționată ca piață din al doilea val de dezvoltare a regenerabilelor, cu perspective solide de creștere atât pentru solar, cât și pentru eolian.

Poate cel mai important avantaj al României este momentul în care se află. Spre deosebire de piețele care au făcut primii pași în regiune, poate valorifica lecțiile țărilor vecine care se confruntă deja cu probleme precum limitarea producției, congestiile de rețea, scăderea prețurilor de captură și nevoia tot mai mare de resurse de flexibilitate. Prin urmare, oportunitatea României depășește simpla construcție a unor noi capacități regenerabile. Miza reală este crearea unui sistem energetic integrat în care producția regenerabilă, stocarea, infrastructura de rețea și cererea de electricitate evoluează împreună, susținând un sistem electroenergetic mai rezilient, flexibil și competitiv și, în același timp, consolidând creșterea economică pe termen lung.

Polonia În Polonia, dezvoltarea regenerabilelor a fost determinată de obiectivul dublu de a decarboniza unul dintre sistemele electroenergetice europene cele mai dependente de cărbune și de a menține securitatea alimentării într-o



*Nu include o serie de capacități conectate în spatele contorului, precum cele ale prosumatorilor din România.

economie cu creștere rapidă și pe o piață de electricitate mare și aflată într-o evoluție accelerată. Țara a trecut treptat de la vechiul sistem al certificatelor verzi la licitații competitive pentru energie regenerabilă, în timp ce piața de capacitate a jucat un rol important în susținerea adecvanței sistemului prin remunerarea capacităților dispecerizabile și flexibile, inclusiv prin investiții semnificative în sisteme de stocare a energiei în baterii.

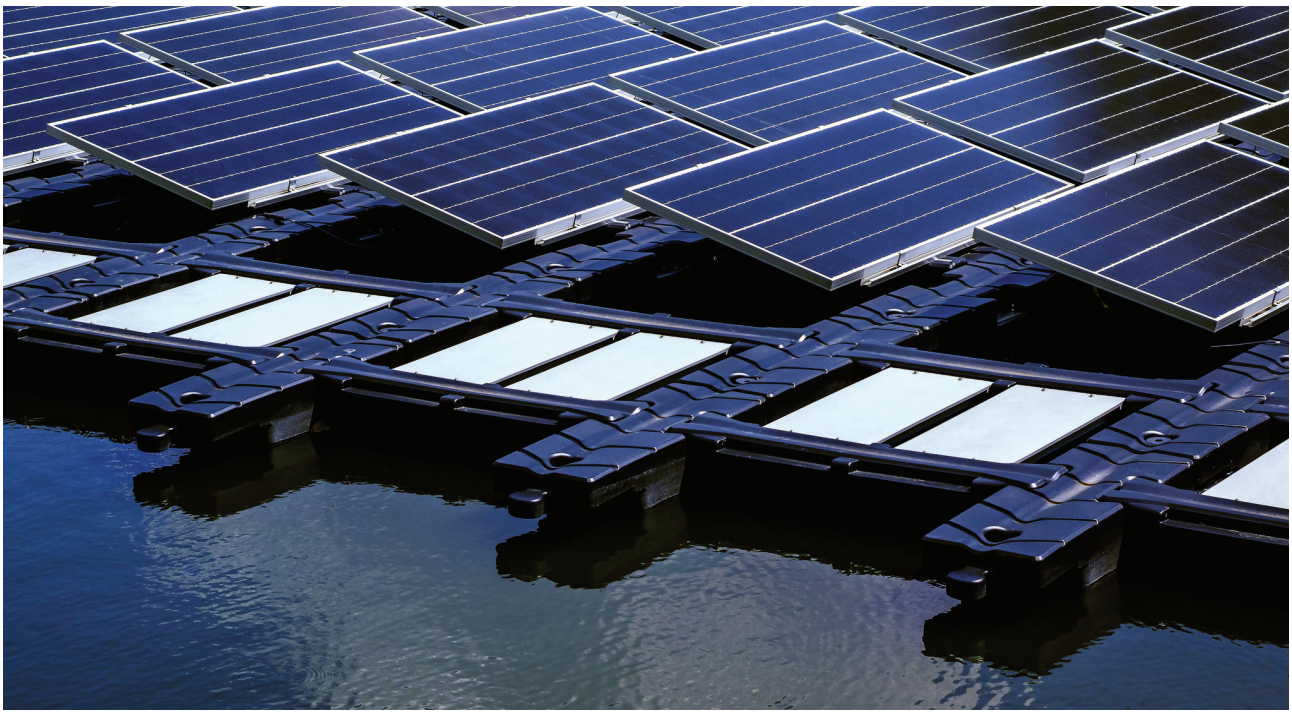
Dezvoltarea regenerabilelor s-a accelerat substanțial în ultimul deceniu. Energia solară fotovoltaică (PV) a înregistrat o creștere deosebit de rapidă, completând un parc eolian onshore deja bine dezvoltat, care rămâne o componentă de bază a mixului regenerabil. Sectorul eolian offshore din Polonia a intrat, de asemenea, într-o nouă etapă de dezvoltare, primele proiecte din Marea Baltică intrând în operare, iar un al doilea val de proiecte obținând sprijin pe termen lung prin mecanisme competitive de alocare.

Ungaria În Ungaria, energia nucleară rămâne coloana vertebrală a sistemului electroenergetic cu emisii reduse de carbon, reprezentând aproximativ jumătate din producția internă și asigurând o sursă stabilă de producție de bază. În schimb, dezvoltarea regenerabilelor din ultimul deceniu s-a concentrat covârșitor pe energia solară fotovoltaică (PV). Susținută prin schemele KÁT și METÁR, capacitatea solară a crescut rapid la începutul anilor 2020, depășind 8 GW în 2025 și devenind principala sursă de creștere a producției de energie regenerabilă. Dezvoltarea eolianului a rămas însă practic blocată timp de peste un deceniu și a început să se redeschidă abia după reformele de reglementare introduse în 2024.

Experiența Ungariei arată cât de repede pot apărea dificultăți de integrare atunci când dezvoltarea regenerabilelor este concentrată puternic într-o singură tehnologie. Infrastructura de rețea are adesea dificultăți în a ține pasul cu extinderea rapidă a capacităților regenerabile, ceea ce duce la întârzieri în racordare, congestii, creșterea riscului de limitare a producției și scăderea prețurilor de captură. Totodată, experiența subliniază valoarea unui mix regenerabil echilibrat: deși energia solară a adus creșteri semnificative de capacitate, contribuția limitată a eolianului a redus beneficiile diversificării sezoniere și intrazilnice, care ar fi putut contribui la scăderea costurilor sistemului și la îmbunătățirea flexibilității generale.

Bulgaria În Bulgaria, sistemul electroenergetic s-a bazat istoric pe producția din lignit, energia nucleară și resursele hidro, iar primul val de dezvoltare a regenerabilelor a fost stimulat de tarife de tip feed-in generoase, introduse între 2010 și 2014. După o perioadă de dezvoltare relativ moderată, investițiile în regenerabile s-au accelerat semnificativ între 2023 și 2025, când au fost adăugați aproape 3 GW de noi capacități solare fotovoltaice (PV) în numai trei ani, în principal prin proiecte la scară mare.

Mai recent, Bulgaria a devenit una dintre cele mai dinamice piețe de flexibilitate din Europa. Prin granturi pentru investiții (CAPEX) acordate în cadrul Planului de Redresare și Reziliență,



țara a facilitat dezvoltarea rapidă a sistemelor de stocare a energiei în baterii, capacitatea operațională de stocare în baterii depășind 4 GW până la jumătatea anului 2026. Drept urmare, Bulgaria își consolidează poziția de lider regional în dezvoltarea capacităților de stocare și în investițiile în flexibilitate.

Experiența Bulgariei evidențiază rolul important pe care stocarea îl poate juca în integrarea la scară largă a energiei regenerabile. Sistemele de baterii contribuie tot mai mult la absorbția surplusului de producție regenerabilă, la reducerea riscului de limitare a producției, la îmbunătățirea performanței de echilibrare și la creșterea gradului de utilizare atât a capacităților regenerabile, cât și a infrastructurii de rețea. Beneficiile depășesc însă granițele Bulgariei. Având în vedere poziția strategică a țării în piața interconectată de energie electrică din Europa de Sud-Est, creșterea capacităților de stocare susține într-o măsură tot mai mare flexibilitatea sistemului regional, tranzacțiile transfrontaliere și stabilitatea generală a sistemului.

Grecia În Grecia, tranziția energetică a intrat într-o nouă etapă. După mai bine de un deceniu de dezvoltare puternică a regenerabilelor, susținută prin tarife feed-in, licitații și alte mecanisme de sprijin, principala provocare nu mai este construirea de capacități regenerabile, ci integrarea lor eficientă în sistemul electroenergetic. În 2025, producția eoliană și solară a reprezentat aproape jumătate din producția anuală de electricitate, plasând Grecia printre liderii europeni în ceea ce privește ponderea regenerabilelor.

Succesul a generat însă un nou set de provocări. Cum producția regenerabilă a crescut mai rapid decât infrastructura de rețea, capacitatea de stocare și cererea flexibilă, limitarea producției a devenit un fenomen tot mai important pe piață. Aproximativ 2 TWh de producție regenerabilă au fost limitați în 2025, iar volumele sunt așteptate să crească pe măsură ce intră în funcțiune noi capacități regenerabile. Efectele sunt în prezent cel mai vizibile în sectorul solar fotovoltaic (PV), unde perioadele de producție ridicată din timpul zilei coincid tot mai des cu o cerere mai redusă în sistem și cu restricții ale rețelei.

Experiența Greciei arată cât de repede se pot intensifica problemele de integrare odată ce ponderea regenerabilelor ajunge la un nivel ridicat. Totodată, evidențiază faptul că simpla dezvoltare a capacităților regenerabile nu este suficientă pentru o tranziție energetică reușită. Eficiența sistemului pe termen lung depinde într-o măsură tot mai mare de investiții paralele în stocare, infrastructură de rețea, interconectare, flexibilitatea cererii și electrificare.

Lecții pentru România

Pentru o tranziție rezilientă și eficientă din punct de vedere al costurilor, România ar trebui să urmărească o abordare coordonată, în care producția regenerabilă, stocarea, infrastructura de rețea și resursele de flexibilitate să fie dezvoltate în paralel. Experiența Bulgariei demonstrează beneficiile dezvoltării timpurii a stocării la scară mare, în timp ce Grecia și Ungaria arată cât de repede pot apărea congestii, limitări ale producției și scăderea prețurilor de captură atunci când întărirea rețelei și investițiile în flexibilitate rămân în urma dezvoltării regenerabilelor. Infrastructura de transport și distribuție ar trebui, prin urmare, întărită proactiv, în special în regiunile cu resurse regenerabile ridicate, unde accesul la capacitatea rețelei devine un factor la fel de important pentru valoarea proiectului precum calitatea resursei în sine.

La fel de importantă va fi dezvoltarea unor mecanisme de piață care să remunereze flexibilitatea alături de producția de energie. Pe măsură ce ponderea regenerabilelor crește, eficiența pe termen lung a sistemului va depinde nu doar de capacitatea instalată, ci și de capacitatea participanților la piață de a furniza echilibrare, stocare și alte servicii de sistem. Capacitățile hidro și nucleare existente ale României oferă o bază solidă în acest sens și reprezintă un avantaj strategic de care puține piețe vecine dispun. Valorificarea acestei baze printr-un mix echilibrat de investiții în solar, eolian și stocare poate susține o traiectorie de decarbonizare mai rezilientă și mai eficientă.

Cadrele investiționale stabile și predictibile vor rămâne esențiale. Mecanismele de sprijin pe termen lung, precum Contractele pentru Diferență (CfD), mecanisme transparente privind limitarea producției și semnale de reglementare clare pot contribui la menținerea încrederii investitorilor și la atragerea volumului de capital necesar pentru atingerea ambițiilor României în domeniul regenerabilelor. Planificarea ar trebui să se facă tot mai mult la nivel regional, ținând cont de importanța în creștere a interconectării, a fluxurilor transfrontaliere de energie și a dezvoltării coordonate a infrastructurii în Europa Centrală și de Sud-Est.

În cele din urmă, tranzițiile energetice cu cele mai mari șanse de succes vor fi probabil cele în care cererea de electricitate

crește în paralel cu oferta regenerabilă. România are, așadar, oportunitatea nu doar de a extinde producția regenerabilă, ci și de a accelera electrificarea transporturilor, încălzirii, industriei și infrastructurii digitale. Prin combinarea electricității regenerabile abundente și cu costuri reduse cu politici industriale și economice favorabile, țara poate atrage investiții în sectoare energointensive, inclusiv în producție avansată, electrificare industrială, centre de date și sectoare emergente precum hidrogenul cu emisii reduse de carbon. Flexibilitatea pe partea de consum, încărcarea inteligentă, răspunsul la cerere în industrie și alte modele de consum flexibil pot contribui, la rândul lor, la o mai bună integrare a producției regenerabile și la creșterea eficienței generale a sistemului.

În ultimă instanță, experiența piețelor vecine sugerează că succesul tranziției energetice nu ar trebui măsurat exclusiv prin noile capacități regenerabile instalate. Adevărata măsură a succesului este capacitatea de a integra aceste resurse într-o economie cu un sistem energetic sigur, flexibil, competitiv și tot mai electrificat. Oportunitatea României depășește simpla construcție a unor noi capacități regenerabile; miza reală este crearea unui sistem energetic integrat în care producția, stocarea, rețelele, flexibilitatea și cererea evoluează împreună, susținând decarbonizarea, securitatea energetică și competitivitatea economică pe termen lung.

Energia fotovoltaică și stocarea – răspunsul la trilema energetică

DRIES ACKE,
Deputy CEO, SolarPower Europe

Prețurile ridicate la energie au readus competitivitatea în centrul dezbaterii europene privind tranziția verde, direcție confirmată prin Pactul pentru o industrie curată. În același timp, temperaturile extreme și incendiile de vegetație din această vară ne amintesc că schimbările climatice au nevoie de acțiune imediată. Politica energetică europeană trebuie, așadar, să răspundă simultan celor trei dimensiuni ale trilemei energetice: accesibilitate, securitatea aprovizionării și decarbonizare.

Energia fotovoltaică, împreună cu stocarea, rețelele și soluțiile de flexibilitate, contribuie la toate aceste obiective. În 2026, timp de trei luni consecutive, peste 20% din producția de electricitate a UE a provenit din sursă solară, iar în iunie, ponderea a atins un record de 25% devenind principala sursă la nivel european.

Creșterea aportului energiei fotovoltaice are un impact direct asupra costurilor. În prima jumătate a anului 2026, prețul mediu angro a fost de aproximativ 50 EUR/MWh în Spania, unde sursele regenerabile au un rol dominant, comparativ cu 127 EUR/MWh în Italia, unde dependența de gaz este ridicată. În UE, SolarPower Europe estimează că energia fotovoltaică a permis economisirea a peste 30 de miliarde EUR în cele șase luni de la criza din Strâmtoarea Ormuz prin evitarea importurilor de gaze.

Consolidarea acestor progrese necesită investiții în stocare și flexibilitate. România, noul campion european al energiei regenerabile, conform The Economist, ilustrează această abordare, instalând peste 7 GW de capacitate fotovoltaică cu stocare încă din primele etape.

La nivelul UE, cadrul de reglementare începe să răspundă nevoii de flexibilitate. Pachetul european privind rețelele sprijină accelerarea autorizării, iar Acordul tripartit privind stocarea energiei urmărește susținerea instalării a 200 GW până în 2030, de la circa 55 GW la începutul lui 2026. În timp ce instrumentele sunt deja disponibile - racordări flexibile, hărți privind capacitatea rețelelor, evaluări naționale de flexibilitate și evitarea dublei taxări – prioritatea trebuie să devină aplicarea lor consecventă.

În paralel, politica industrială trebuie să rămână proporțională cu riscurile gestionate. Europa are nevoie de lanțuri de aprovizionare diversificate și de o industrie inovatoare, însă importul de echipamente nu creează aceeași vulnerabilitate ca dependența de combustibili fosili. Odată instalate, panourile produc energie local, dintr-o resursă regenerabilă a cărei disponibilitate nu poate fi întreruptă de tensiuni geopolitice sau de perturbări ale lanțurilor de aprovizionare.

Obiectivul nostru este ca aceasta să fie ultima criză a combustibililor fosili prin care trecem.

„Made in EU” intră în politica industrială pentru solar

În această primăvară, Comisia Europeană a propus Industrial Accelerator Act, un regulament care mută politica pentru tehnologiile curate de la stimularea cererii către susținerea explicită a producției europene. Propunerea introduce cerințe „Made in EU” și/sau privind amprenta redusă de carbon în achizițiile publice și schemele de sprijin pentru sectoare strategice, inclusiv solarul.

Pentru investițiile străine directe de peste 100 milioane euro, provenite din țări care concentrează peste 40% din capacitatea mondială de producție într-un sector vizat, proiectul prevede aprobare explicită și condiții menite să creeze valoare în UE: transfer de tehnologie și know-how, conținut local și locuri de muncă europene. Pentru fotovoltaic, schimbarea poate influența atât criteriile viitoarelor scheme de sprijin și achizițiilor publice,

cât și alegerea furnizorilor de module și alte echipamente. În septembrie 2026, regulamentul nu era încă adoptat: Consiliul lucrează însă pe texte de compromis, iar forma finală va rezulta din procesul legislativ european.

orchid — Your natural choice

GROWING TEAMS
DEVELOPING PEOPLE
ONE ORCHID

In a fast-growing industry where skilled people make the difference, Orchid is committed to building strong and stable teams to support the long-term professional development of our technicians.

WE GROW
Building a stronger teams everyday.

WE DEVELOP
Clear paths. Continuous growth.

WE OFFER STABILITY
A safe place to build a long-term career.

Our technicians teams grew from 70 FTE* to 232 FTE in installation, service and blades activities, between 2020 up to 2026, an increase of 331%.

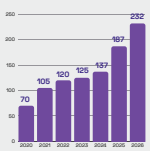
*FTE = full time equivalent

We train the next generation of wind technicians by sharing our know-how, investing in professional training and providing real hands-on experience. Through continuous learning and guidance, we build the skills and confidence to grow in the industry.

Our technicians have indefinite-term employment contracts, offering the stability and continuity required to grow and build a long-term career in the wind industry.

TEAM GROWTH 2020–2026
70 → 232
technicians
+331%
growth

PEOPLE WHO JOINED OUR TEAM
162 FTE
new colleagues in 2020–2026

GROWTH OVER THE YEARS


Number of joiners

APPLY HERE!
Join Orchid!

Scan the QR code to explore careers and become part of our team.

Electrificarea trebuie să devină un proiect național

CORNELIU BODEA
CEO Adrem și Președintele Centrului Român al Energiei

Acum un deceniu, principala provocare a tranziției energetice era să construim cât mai multe capacități de producție din surse regenerabile. Astăzi, această etapă este în mare măsură depășită. Tehnologiile s-au maturizat, costurile au scăzut, investițiile continuă, iar România are toate premisele pentru a deveni unul dintre principalii producători de energie cu emisii reduse din Europa Centrală și de Est.

Însă discuția fundamentală nu mai este câtă energie regenerabilă putem instala, ci cum o integrăm într-un sistem energetic care să rămână sigur, flexibil, competitiv și accesibil.

Aici începe adevărata provocare.

De prea multe ori evaluăm succesul tranziției energetice în gigawați instalați. Este un indicator important, dar incomplet. Economia nu funcționează cu megawați instalați, ci cu energie disponibilă atunci când este nevoie, la un preț competitiv și într-un sistem suficient de rezilient pentru a susține investițiile și dezvoltarea industrială.

Energia nu generează prosperitate în momentul în care este produsă. Produce prosperitate în momentul în care este utilizată inteligent.

Aceasta este diferența dintre prima și a doua etapă a tranziției energetice.

Prima etapă a fost despre decarbonizare. Următoarea etapă este despre competitivitate.

În ultimele luni, în forumurile internaționale, atât la Summitul Inițiativei celor Trei Mări de la Dubrovnik, cât și la Power Summit-ul Eurelectric de la Helsinki, discuțiile s-au mutat firesc din zona țintelor climatice către infrastructura necesară pentru a susține noua economie europeană. Mesajul a fost unul foarte clar: Europa nu mai are nevoie de încă o strategie. Europa are nevoie de viteză în implementare.

Același lucru este valabil și pentru România.

Avem una dintre cele mai echilibrate structuri de producție din Uniunea Europeană, combinând energia nucleară, hidroenergia, gazele naturale și sursele regenerabile. Urmează investiții importante în renașterea dezvoltărilor nucleare, proiectul Neptun Deep, noi centrale

de energie din surse regenerabile și capacități de stocare. Toate acestea reprezintă oportunități extraordinare.

Dar adevăratul test nu va fi dacă le construim. Va fi dacă economia și sistemul energetic vor putea funcționa coerent odată cu ele.

Rețelele electrice devin, din această perspectivă, cea mai importantă infrastructură economică a următorului deceniu. Nu mai vorbim doar despre cabluri și stații de transformare, ci despre platforma pe care se va construi competitivitatea industriei românești.

Electrificarea industriei, mobilitatea electrică, pompele de căldură, producția de hidrogen, centrele de date și inteligența artificială vor determina o creștere fără precedent a cererii de electricitate. Agenția Internațională pentru Energie estimează că, până la sfârșitul acestui deceniu, consumul centrelor de date la nivel global se va dubla, iar până în 2035 se va tripla. Aceasta nu este doar o provocare pentru sistemele energetice, ci și o oportunitate economică majoră pentru statele capabile să ofere energie sigură, competitivă și disponibilă.

Din această perspectivă, electrificarea trebuie să devină un proiect național.

Nu pentru că este o cerință europeană, ci pentru că reprezintă cea mai importantă oportunitate de dezvoltare economică pe care România o are în următorii ani. Nu producem energie doar pentru a alimenta sistemul energetic. Producem energie pentru a alimenta economia, pentru a atrage investiții, pentru a dezvolta industrie și pentru a crea locuri de muncă cu valoare adăugată ridicată.

La fel de important este să înțelegem că flexibilitatea sistemului nu mai este un concept tehnic rezervat operatorilor de rețea. Bateriile, digitalizarea, răspunsul la cerere, agregarea consumatorilor, inteligența artificială și serviciile de flexibilitate vor deveni componente esențiale ale pieței energiei. Ele vor decide cât de eficient putem integra noile capacități regenerabile și cât de competitive vor rămâne economiile europene.

În același timp, energia a depășit de mult statutul de simplă utilitate publică. Ea a devenit infrastructură critică pentru competitivitate, securitate și reziliență economică. Interconectările regionale, investițiile în rețele și integrarea piețelor nu mai sunt doar proiecte energetice. Sunt proiecte strategice, cu implicații directe asupra capacității Europei de a rămâne competitivă într-o lume în care energia, tehnologia și geopolitica sunt din ce în ce mai strâns legate.

România are un avantaj pe care puține state europene îl mai dețin: resurse energetice diversificate, un mix de producție echilibrat, expertiză tehnică, o poziție geografică strategică și perspective solide de investiții. În plus, țara noastră se află într-un moment important de maturizare instituțională.

> ***Următoarea revoluție energetică nu se va decide în centrale, ci în rețele, flexibilitate și capacitatea de a transforma energia în dezvoltare economică***

Mai mult decât un obiectiv de politică externă, procesul de aderare la Organizația pentru Cooperare și Dezvoltare Economică (OCDE) transmite investitorilor un semnal puternic privind stabilitatea, predictibilitatea și calitatea guvernanței economice. Pentru sectorul energetic, această oportunitate este esențială. Tranziția energetică presupune investiții de ordinul zecilor de miliarde de euro în producție, rețele, stocare, digitalizare și noi tehnologii. Capitalul există, însă el se îndreaptă către piețele care oferă reguli stabile, instituții solide și un cadru de reglementare predictibil. Din această perspectivă, aderarea la OCDE completează avantajele naturale ale României și poate deveni unul dintre cele mai importante argumente în competiția regională pentru atragerea investițiilor strategice.

Următorul deceniu va aparține statelor care vor construi cele mai inteligente sisteme energetice, care vor inspira încredere investitorilor și care vor transforma energia într-un avantaj competitiv pentru întreaga economie.

Viitorul nu se va măsura doar în gigawați instalați. Se va măsura în competitivitatea, investițiile și prosperitatea pe care acești gigawați le vor genera.

Rolul pieței în integrarea sustenabilă a energiei regenerabile

LAURENȚIU URLUESCU,
Președinte Asociația Furnizorilor de Energie din România (AFEER)

Tranziția energetică este adesea asociată cu dezvoltarea accelerată a capacităților de producere a energiei din surse regenerabile. În realitate, succesul acestei transformări depinde în aceeași măsură de funcționarea unei piețe de energie eficiente, lichide și predictibile. Integrarea regenerabilelor nu înseamnă doar noi investiții în producție, ci și existența unor mecanisme comerciale robuste, a unor semnale corecte de preț și a unui cadru de reglementare care să permită tuturor participanților la piață să gestioneze eficient riscurile și oportunitățile tranziției energetice.

După perioada marcată de intervenții administrative și scheme de plafonare, piața de energie din România intră într-o nouă etapă de maturizare. În următorii ani vor deveni tot mai importante contractele bilaterale pe termen lung (PPA), digitalizarea relației cu consumatorii, agregarea consumului și serviciile de flexibilitate. În același timp, creșterea ponderii energiei regenerabile va conduce la o volatilitate mai accentuată a prețurilor, cu intervale în care energia va fi foarte ieftină datorită producției solare și eoliene ridicate, urmate de perioade în care lipsa vântului si/sau a soarelui va genera prețuri semnificativ mai mari.

Flexibilitatea și stocarea schimbă modelul de piață

În acest context, nu mai discutăm doar despre integrarea energiei regenerabile în sistem, ci despre integrarea flexibilității în piață. Capacitățile de stocare, agregarea, răspunsul la cerere și pieţele de echilibrare devin elemente esențiale pentru funcționarea eficientă a sistemului energetic. Furnizorii și traderii au un rol tot mai important în administrarea unor portofolii complexe, care includ producători din surse regenerabile, prosumatori, consumatori activi și capacități de stocare, transformând o producție variabilă într-o energie livrată în condiții de siguranță și predictibilitate.

Lichiditatea și predictibilitatea susțin integrarea regenerabilelor

O condiție esențială pentru această evoluție este existența unei piețe angro lichide și competitive. Experiența ultimilor ani a demonstrat că intervențiile fiscale și modificările repetate ale cadrului legislativ pot reduce lichiditatea și pot diminua interesul unor participanți importanți la piață, inclusiv al traderilor internaționali. O piață cu mai puțini participanți înseamnă mai puține instrumente de gestionare a riscurilor, mai puțină

Din perspectiva AFEER, numai prin corelarea dezvoltării producției regenerabile cu investițiile în flexibilitate, infrastructură și mecanisme de piață vom putea transforma tranziția energetică într-un avantaj competitiv pentru economia românească și într-un beneficiu real pentru consumatori.

concurență și o capacitate redusă de a integra eficient volume tot mai mari de energie regenerabilă. De aceea, predictibilitatea legislativă și fiscală reprezintă una dintre cele mai importante condiții pentru atragerea investițiilor și dezvoltarea unor mecanisme de piață solide.

Prosumatorii cer un nou cadru de reglementare

Un exemplu relevant al transformării pieței îl reprezintă evoluția spectaculoasă a prosumatorilor. România a ajuns, la începutul anului 2026, la aproape 300.000 de prosumatori, cu o capacitate instalată de aproximativ 3.400 MW. Această dezvoltare contribuie la obiectivele de decarbonare și accelerează digitalizarea sectorului energetic, însă impune și adaptarea cadrului de reglementare.

Studiul realizat pentru AFEER privind impactul prosumatorilor asupra sistemului energetic evidențiază faptul că actualul model generează costuri suplimentare pentru furnizori și operatorii de distribuție, costuri care sunt transferate, direct sau indirect, către ceilalți consumatori. În același timp, rețelele de distribuție, proiectate inițial pentru fluxuri unidirecționale de energie, trebuie modernizate pentru a răspunde noilor provocări generate de producția distribuită. Din această perspectivă, dezvoltarea regenerabilelor trebuie însoțită de investiții în rețele inteligente, stocare, digitalizare și mecanisme de flexibilitate.

AFEER susține dezvoltarea în continuare a prosumatorilor și a producției distribuite, însă consideră necesară o reglementare unitară și echilibrată, care să diferențieze între autoconsum și producția destinată comercializării și să asigure o repartizare echitabilă a costurilor de sistem. Obiectivul trebuie să fie stimularea investițiilor, fără transferarea unor costuri disproporționate către ceilalți consumatori și fără afectarea funcționării concurențiale a pieței.

România dispune de resurse, de investitori interesați și de oportunitatea de a deveni unul dintre principalii poli regionali ai energiei curate. Pentru valorificarea acestui potențial este însă nevoie de o piață matură, lichidă și predictibilă, capabilă să susțină investițiile pe termen lung și să ofere semnale economice corecte. Din perspectiva AFEER, numai prin corelarea dezvoltării producției regenerabile cu investițiile în flexibilitate, infrastructură și mecanisme de piață vom putea transforma tranziția energetică într-un avantaj competitiv pentru economia românească și într-un beneficiu real pentru consumatori.

2

Politici și reglementări în sectorul regenerabil

De la capacitate instalată, la energie integrată

SORIN ELISEI,
Secretar General la Ministerul Energiei

Sectorul energiei regenerabile din România a depășit etapa în care progresul putea fi evaluat numai prin numărul de MW instalați sau prin dimensiunea portofoliului de proiecte anunțate. Următorul obiectiv este integrarea noilor capacități într-un sistem capabil să preia energia produsă, să o transporte și să o distribuie în siguranță și să îi faciliteze valorificarea pe piață. Dezvoltarea regenerabilelor trebuie însoțită de extinderea și modernizarea rețelelor, de capacități de stocare și de mecanisme care să asigure flexibilitatea sistemului.

România a transpus noile cerințe europene în materia energiei regenerabile la finalul anului 2025. Prioritatea este acum aplicarea coerentă a acestora, astfel încât simplificarea autorizării și termenele legale să fie resimțite și în dezvoltarea efectivă a proiectelor. Accelerarea autorizării presupune nu doar termene mai scurte, ci și coordonarea autorităților, clarificarea etapelor și digitalizarea procedurilor. Investitorii au nevoie de proceduri clare, de responsabilități bine definite între autorități și de stabilitate legislativă.

Schimbările cadrului de reglementare trebuie pregătite prin consultare și evaluate inclusiv din perspectiva impactului asupra investițiilor din sectorul energetic.

De la reguli la mecanisme pentru investiții

Un rol central în susținerea noilor investiții îl are mecanismul contractelor pentru diferență (CfD). Primele licitații au confirmat interesul investitorilor pentru capacități eoliene și solare și au oferit o perspectivă mai clară asupra veniturilor pe termen lung. Prin caracterul său bidirecțional, mecanismul reduce expunerea la volatilitatea prețurilor: atunci când prețul de referință este mai mic decât prețul de exercitare, diferența este acoperită prin mecanismul CfD, iar atunci când îl depășește, beneficiarul plătește diferența corespunzătoare.

Marea Neagră oferă României un potențial important pentru energia eoliană offshore, cu o capacitate vizată de aproximativ 3 GW. Cadrul legislativ adoptat reprezintă baza pentru pregătirea viitoarelor investiții.

România a creat cadrul legislativ necesar pentru funcționarea sistemului garanțiilor de origine, iar obiectivul actual este operaționalizarea efectivă a acestuia. Un sistem pe deplin funcțional și interoperabil la nivel european va contribui la eliminarea barierelor existente, la deblocarea transferurilor transfrontaliere de garanții

de origine și le va facilita încheierea de contracte bilaterale pe termen lung.

Stocarea devine parte a arhitecturii pieței

Stocarea reprezintă o componentă esențială pentru integrarea regenerabilelor și funcționarea sigură a sistemului. Bateriile și hidrocentralele cu acumulare prin pompaj pot transfera energia către intervalele cu cerere mai ridicată, iar răspunsul la cerere poate contribui la adaptarea consumului și la reducerea dezechilibrelor.

Programele de finanțare au creat un impuls important pentru investițiile în stocare. Acest impuls trebuie continuat prin reguli de piață care recunosc serviciile oferite sistemului și permit participarea efectivă la piața de echilibrare și la furnizarea serviciilor de sistem.

O direcție importantă o reprezintă și dezvoltarea proiectelor hibride, care combină producția din surse regenerabile cu capacități de stocare. Astfel de proiecte pot contribui la utilizarea mai eficientă a capacității de racordare, la atenuarea variațiilor energiei livrate în rețea și la o participare mai flexibilă pe piață. Integrarea stocării încă din etapa de proiectare poate deveni un element relevant pentru viabilitatea noilor investiții.

În această nouă etapă, performanța sectorului nu va fi reflectată numai de capacitatea instalată, ci și de cantitatea de energie regenerabilă integrată și valorificată efectiv în economie. Pentru atingerea acestui obiectiv este necesară continuarea dialogului dintre autorități, investitori și operatorii din sector, astfel încât dezvoltarea proiectelor să fie susținută de reguli clare și de mecanisme de piață funcționale.

Ministerul Energiei va susține dezvoltarea regenerabilelor și a capacităților de stocare, ca parte a unui sistem energetic diversificat. Obiectivul nostru este ca noile capacități să fie racordate, integrate și utilizate eficient. România are resurse, interes investițional și acces la surse de finanțare. Rezultatul va depinde de capacitatea noastră de a coordona dezvoltarea producției cu dezvoltarea rețelelor, a stocării și a mecanismelor de piață.

Cadrul legislativ pentru energie regenerabilă din România: O vară decisivă din punct de vedere normativ, cu energia eoliană (inclusiv offshore) în prim-plan

VARINIA RADU,
Partner, Head of Energy & Projects Romania, Deputy Head of EPC Sector Group in CEE, CMS

Puține piețe din Europa Centrală și de Est au concentrat atâtea schimbări legislative într-un singur sezon precum a făcut-o România în 2026. În decurs de câteva luni, țara și-a schimbat filozofia privind accesul la rețea, a înăsprit regimul de autorizare prin introducerea unor cerințe privind angajamentul financiar, a adoptat o reglementare complet nouă în domeniul urbanismului și construcțiilor, a operaționalizat cadrul secundar pentru concesiunile de energie eoliană offshore în Marea Neagră și a autorizat prima contraparte centrală pentru piața de energie. Piața este reconfigurată în mod deliberat pentru a pune accent pe execuție, chiar în momentul în care primul val de proiecte susținute prin mecanismul CfD (Contracte pentru Diferență) se apropie de etapa de punere în funcțiune, estimată pentru perioada 2026–2027.

1 Reglementarea și autorizarea în sectorul energetic

Regimul de acces la rețea bazat pe licitații

Principala schimbare o reprezintă trecerea, începând cu 1 iulie 2026, de la principiul tradițional „primul venit, primul servit" la un mecanism bazat pe licitații pentru alocarea capacității de conectare la rețea. Acest mecanism este gestionat de Transelectrica prin intermediul unei platforme dedicate proiectelor de generare și stocare cu o capacitate de 5 MW sau mai mare. Regimul – fundamentat pe metodologia ANRE de alocare a capacității – se află încă în fază de testare: Transelectrica a finalizat un studiu global al rețelei prin care a identificat capacitatea disponibilă pe zone de rețea, cererile de alocare au fost depuse în luna iulie (însoțite de o garanție de participare de 20.000 EUR/MW), iar sesiunile zilnice de licitație urmează să înceapă la 30 octombrie 2026.

Prima rundă de alocare a atras 12 proiecte cu o capacitate totală de aproximativ 491 MW – incluzând instalații fotovoltaice, eoliene, hibride și sisteme de stocare în baterii – printre participanți numărându-se compania Romgaz, alături de investitori internaționali. Semnificația mecanismului este una sistemică: capacitatea de racordare a devenit o resursă limitată și costisitoare, într-un context în care datele ANRE indicau peste 1.400 de proiecte din surse regenerabile deținătoare de avize tehnice de racordare (ATR) valabile, însumând o capacitate de peste 81.000 MW – comparativ cu necesitățile sistemului, estimate la aproximativ 9.000 MW. Regula conexă are implicații la fel de importante: titularii de ATR-uri care au semnat contracte de racordare trebuie să obțină autorizația de înființare în termen de 12 luni, sub sancțiunea pierderii locului rezervat în rețea – iar cumulul acestor două măsuri duce la o reevaluare a costurilor pentru proiectele aflate în stadiul de dezvoltare.

Proceduri de autorizare mai stricte, bazate pe garanții financiare

Garanțiile financiare condiționează acum emiterea, modificarea și prelungirea autorizațiilor de înființare pentru diverse tehnologii (Ordinele ANRE nr. 6/2025 și 15–16/2026). Calculată în funcție de capacitatea instalată, garanția are rolul unui filtru de viabilitate – măsură adoptată în contextul stării de alertă declarate în sistemul electroenergetic național în vara anului 2026. Stocarea beneficiază de o excepție specifică: ANRE a propus exceptarea atât a instalațiilor de stocare adăugate capacităților de producție existente în aceeași locație, cât și a proiectelor care furnizează deja o garanție de bună execuție în cadrul unui mecanism CfD.

Energie eoliană offshore: de la legislație la implementare

Sectorul energiei eoliene offshore a trecut decisiv de la etapa legislației primare la cea a implementării. În baza Legii nr. 121/2024, care a desemnat Ministerul Energiei drept autoritate competentă pentru concesionare, Guvernul a aprobat, la sfârșitul lunii august, lista perimetrelor eoliene offshore ce pot fi concesionate în sectorul românesc al Mării Negre (HG nr. 664/2026); acestea sunt definite prin coordonate topogeodezice și fundamentate pe un studiu de specialitate realizat cu sprijinul IFC și BERD. Câteva zile mai târziu, Executivul a adoptat Normele specifice privind procedurile de concesionare - documentația de atribuire, condițiile de participare, regulile de evaluare și atribuire, garanțiile și obligațiile concesionarilor – precum și nivelul redevențelor și tarifelor; totodată, a fost

adoptată o decizie separată privind recepția lucrărilor, vizând atât lucrările offshore, cât și pe cele onshore, până la punctul de racordare la rețeaua de transport.

Infrastructura pieței: contrapartea centrală și valul de punere în funcțiune a proiectelor CfD

Un aspect la fel de structural este finalizarea infrastructurii post-tranzacționare a României. CCP.RO Bucharest a primit autorizația la 1 iulie 2026, în baza regulamentului EMIR 3, având un mandat dublu care acoperă piața de capital și, în premieră, contractele standardizate de energie electrică tranzacționate pe piețele administrate de OPCOM și Bursa de Valori București – eliminând astfel riscul de contraparte bilaterală exact în momentul în care valul de punere în funcțiune a proiectelor CfD din perioada 2026–2027 va necesita o piață de preluare a energiei (offtake market) profundă și bine garantată. În paralel, România se pregătește să devină membru cu drepturi depline al Asociației Organismelor Emitente (AIB) începând cu ianuarie 2027, moment în care piața certificatelor de origine se va deschide complet – facilitând semnificativ încheierea de contracte bilaterale de achiziție de energie (PPA) transfrontaliere care implică energie produsă în România.

2 Terenuri: noul Cod al Urbanismului

Codul Amenajării Teritoriului, Urbanismului și Construcțiilor a intrat în vigoare la 25 august 2026, reunind într-un singur instrument regimul juridic anterior divizat între Legea urbanismului nr. 350/2001 și Legea construcțiilor nr. 50/1991, integrând totodată cadrul privind calitatea în construcții stabilit prin Legea nr. 10/1995. În ceea ce privește energia din surse regenerabile, Codul menține, în linii mari, parcursul favorabil stabilit începând cu anii 2022–2023, inclusiv eliminarea obligativității elaborării unui Plan Urbanistic Zonal (PUZ) pentru proiectele de energie regenerabilă.

O problemă critică rămasă nerezolvată vizează dreptul de folosință asupra terenului: în prezent, Codul nu oferă o soluție viabilă pentru asigurarea terenului necesar proiectelor prin

intermediul dreptului de superficie – mecanismul juridic prin care majoritatea proiectelor eoliene și solare dețin drepturi pe termen lung asupra terenurilor private.

3 Fuziuni și achiziții (M&A): noi jucători continuă să intre pe piață, dar consolidarea rămâne tendința dominantă

Piața generală de fuziuni și achiziții din România oferă un context favorabil: în prima jumătate a anului 2026, România a înregistrat 148 de tranzacții cu o valoare totală comunicată de 3,57 miliarde EUR – o creștere de 9,6% ca volum și de 104,6% ca valoare față de prima jumătate a anului 2025 – sectorul Energie și Utilități generând 16 tranzacții, față de zece, anterior.

În domeniul energiei din surse regenerabile, piața continuă să atragă noi jucători, însă tendința definitorie este consolidarea portofoliilor. O tranzacție de referință este achiziția Grupului Evryo de către Premier Energy, pentru 700 de milioane EUR, de la fondurile administrate de Macquarie – a patra cea mai mare tranzacție din sectorul energetic înregistrată vreodată în România, marcând finalizarea ieșirii etapizate a Macquarie din fosta platformă CEZ România.

Energia eoliană se află în centrul acestui val de consolidare: Scatec a intrat pe piața europeană a energiei eoliene onshore prin proiectul Urleasca (77 MW), achiziționat de la OX2 și susținut printr-un mecanism CfD la un preț de 71,3 EUR/MWh, în timp ce Helleniq Renewables a achiziționat două proiecte eoliene în stadiul „ready-to-build" (pregătite pentru

construcție), însumând 282 MW – inclusiv un proiect hibrid de 186 MW (eolian) combinat cu o capacitate de stocare (BESS) de 186 MW/186 MWh. Jucătorii consacrați continuă să-și consolideze pozițiile în sectoarele solar, eolian și de stocare, în timp ce producători independenți de energie (IPP) și traderi internaționali intră pe segmentul de stocare prin proiecte BESS de tip „greenfield" și structuri de preluare a energiei (offtake).

Două dinamici principale influențează fluxul tranzacțiilor. Prima constă în eliminarea proiectelor speculative: întrucât regula „use-it-or-lose-it" (utilizează sau pierde dreptul) cu termen de 12 luni începe să producă efecte concrete, proprietarii de avize tehnice de racordare (ATR) nefinanțabile direcționează proiectele – la valori ajustate – către dezvoltatori serioși, capabili să le construiască. A doua dinamică este o rigoare sporită în evaluare, în funcție de gradul de maturitate a proiectului: cumpărătorii fac o distincție clară între proiectele „ready-to-build" și portofoliile de proiecte care nu pot demonstra o cale credibilă către punerea în funcțiune. Primele CfD au adăugat valoare segmentului M&A: în trei runde de licitații de la sfârșitul anului 2024, aproximativ 4,5 GW de capacitate solară și eoliană au fost obținute prin CfD-uri pe 15 ani – compensarea energiei solare la o medie de aproximativ 40 EUR/MWh și a energiei eoliene în general în intervalul 60-75 EUR/MWh în cele mai recente runde – în cadrul unei scheme susținute de aproximativ 3 miliarde EUR din Fondul de Modernizare și NRRP. Practica de execuție se adaptează: în experiența recentă a CMS în materie de tranzacții, luarea în considerare este din ce în ce mai mult eșalonată în funcție de etape de reglementare, cu earn-out-uri bazate pe etape și asigurări de garanție și despăgubire acum ca caracteristici familiare, iar implicarea timpurie în verificarea investițiilor străine directe (ISD) este un element de control pentru tranzacțiile de intrare.

4 Finanțarea: băncile, instituțiile financiare internaționale (IFI) și problema bancabilității sistemelor BESS

Piața finanțării proiectelor devine tot mai complexă și mai matură; marile bănci comerciale acordă împrumuturi alături de IFI-uri (BERD, BEI, IFC) în cadrul unor structuri de tip „club" care au devenit modelul standard pentru tranzacțiile la scară industrială. Anul 2026 a marcat și primele finanțări de proiecte hibride (producție și stocare de energie) din piață. Se remarcă trei caracteristici structurale: contractele CfD care servesc drept ancoră pentru bancabilitate, creditorii calibrând nivelul finanțării în funcție de energia acoperită prin contract și tratând prudent volumele comercializate pe piața liberă; garanțiile InvestEU pentru acoperirea primei pierderi, care atrag capital privat către proiecte cu expunere la piața liberă (merchant) și hibridizarea – combinarea producției cu stocarea – care devine configurația preferată.

Finanțatorii aplică un factor de reducere (discount) veniturilor din piața liberă, și pe bună dreptate: România a adăugat aproximativ 2,2 GW de capacitate solară în 2025, iar producția record din timpul prânzului a împins prețurile de pe piața pentru ziua următoare (PZU) în teritoriu negativ în mai multe rânduri în 2026. Contractele de achiziție de energie (PPA) încheiate cu companii (corporate PPA) reprezintă completarea firească – în 2025 au fost contractați aproximativ 500 MW, la prețuri situate în general între 65 și 85 EUR/MWh – iar finanțatorii acceptă în mod curent PPA-urile bine structurate, încheiate cu parteneri (offtakeri) cu rating de investiții, drept garanție pentru stabilirea valorii împrumutului.

În ceea ce privește stocarea în baterii, soluțiile emergente pentru asigurarea bancabilității sunt de natură contractuală. Prima finanțare de proiect BESS fără drept de regres (non-recourse) a fost finalizată în 2026 – precum si prima structură de tip „tolling" cu plafoane de preț (cap-and-floor) de pe piață, un model pe care mulți se așteaptă să îl vadă replicat în viitor.

Perspective

Privite în ansamblu, reformele din 2026 creează un cadru juridic coerent pentru piața energiei din surse regenerabile din România. CMS România a fost implicată în toate aceste evoluții ale pieței, de la elaborarea legislației – prin diverse roluri de asistență tehnică acordată autorităților române – până la structurarea unora dintre cele mai mari și complexe tranzacții și finanțări din piață.

Cum remodelează reforma legislativă din România mediul investițional din sectorul energiei

După un deceniu de stagnare, sectorul energiei regenerabile din România a cunoscut un avânt semnificativ în ultimii ani, impulsionat de simplificarea procedurilor de autorizare a construcțiilor și de un regim de conectare la rețea bazat pe principiul primul venit, primul servit — mecanism aflat în centrul investițiilor energetice românești. Această dinamică a condus la saturarea capacității rețelei, proiectele care au securizat dreptul de racordare totalizând 113,5 GW în august 2026. Ca răspuns, Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) a introdus reforme legislative care reconfigurează peisajul investițional.

MIHAELA NYERGES,
Managing Partner,
Nyerges & Partners

I. Licitațiile pentru capacitate de rețea: o frână în calea dezvoltării de proiecte noi

Începând cu luna iulie 2026, sistemul "primul venit, primul servit" a fost înlocuit cu un mecanism de alocare a capacității de rețea bazat pe licitații. Noul cadru introduce o schimbare fundamentală impunând un angajament financiar încă din faza inițială: solicitanții trebuie să depună o garanție financiară de 20.000 EUR per MW la momentul transmiterii scrisorii de intenție. Această cerință modifică substanțial profilul dezvoltatorilor care pot iniția procesul de conectare la rețea, comparativ cu sistemul anterior, având în vedere resursele financiare considerabile necesare. De asemenea, crește riscul investițional, întrucât garanția este solicitată într-o etapă timpurie, în care nu există vizibilitate asupra parametrilor licitației (preț de pornire, capacitate disponibilă, anul punerii în funcțiune).

În prima fereastră de depunere, doar cinci solicitanți au transmis scrisori de intenție pentru 12 proiecte cu o capacitate totală de 491 MW (279 MW centrale de producere/proiecte hibride și 212 MW proiecte de stocare independentă). Nivelul

modest de participare reflectă incertitudinile noului cadru, care au transformat anul 2026 într-un an experimental în materie de alocare a capacității de rețea, frânând în mod efectiv dezvoltarea de proiecte noi. Drept urmare, atenția investitorilor s-a orientat către achiziția de proiecte existente.

II. Noi termene limită în procesul de autorizare: presiunea de a vinde

Un al doilea nivel al reformei, menit să combată supraîncărcarea rețelei, constă în impunerea unui termen obligatoriu pentru obținerea autorizației de înființare. În practica de până acum, această autorizație era amânată până într-o etapă avansată a procesului de dezvoltare — de regulă după identificarea investitorului final — întrucât necesită dovedirea existenței resurselor financiare pentru implementarea proiectului.

Pe lângă noul termen, ANRE a introdus o garanție financiară de 30 EUR/kW din capacitatea instalată a proiectului, ca și condiție pentru obținerea autorizației.

Aceste intervenții legislative converg într-o presiune asupra dezvoltatorilor de a vinde proiectele către investitori finali, amplificând activitatea de M&A în sector. Interesul investitorilor se concentrează în special pe proiecte eoliene, sisteme independente de stocare a energiei în baterii (BESS) și proiecte hibride care combină instalații fotovoltaice cu stocare în baterii. Accentul cade pe proiectele aflate într-un stadiu avansat de dezvoltare, întrucât valoarea proiectului este strâns legată de obținerea unei date timpurii de punere în funcțiune comercială (COD), pentru a beneficia de condițiile de piață actuale, în special în cazul proiectelor BESS independente.

III. Structurarea tranzacțiilor M&A: aspecte-cheie investitorului

Odată cu intensificarea activității de M&A în sector, în contextul cadrului de reglementare actual, o serie de aspecte devin importante în structurarea și negocierea tranzacțiilor M&A în domeniul energetic.

1. Definirea conc eptului „ready-to-build". Legislația română nu definește noțiunea de „ready-to-build" (RTB), ceea ce face din aceasta una dintre cele mai importante chestiuni de clarificat încă de la începutul negocierilor. Vânzătorii tind să adopte o interpretare restrictivă, în timp ce investitorii au nevoie de certitudinea că nu mai sunt necesare autorizații

suplimentare înainte de începerea lucrărilor de construcție. Printre etapele importante ale proiectului contestate frecvent de dezvoltatori se numără: (i) autorizația de construire pentru instalația de racordare (întrucât această instalație este deținută de operatorul de rețea și autorizată în numele acestuia); (ii) contractul de racordare (având în vedere deciziile de implementare pe care le presupune, de exemplu, alegerea proiectantului/constructorului); și (iii) autorizația de înființare (întrucât sursa fondurilor și garanția financiară cad în sarcina investitorului).

2. Structuri de preț. Amânarea unor tranșe de preț după finalizarea tranzacției (closing), condiționate de atingerea unor etape în implementarea proiectului, inclusiv de punerea în funcțiune comercială (COD), a devenit tot mai frecventă, întrucât servește un dublu scop: aliniază interesul vânzătorului pentru o finalizare rapidă a tranzacției chiar dacă nu au fost finalizate toate condițiile impuse de investitori și oferă investitorului protecție împotriva întârzierilor în reautorizare sau construcție.

3. Păstrarea dezvoltatorului pe perioada construcției. Implementarea cu succes a proiectelor energetice depinde de o rețea complexă de relații cu diverse părți interesate — proprietari de terenuri, autorități, operatori de rețea. Ca o alternativă la reținerea unei tranșe din preț până la data punerii în funcțiune comercială, investitorii optează adesea pentru păstrarea dezvoltatorului implicat în proiect în baza unui contract dedicat de prestări servicii. Astfel se asigură continuitatea proiectului, iar expertiza acumulată de dezvoltator nu se pierde în tranziția către noul investitor.

4. Condițiile de racordare la rețea. Complexitatea soluției de racordare face din aceasta unul dintre domeniile principale de analiză în cadrul procesului de due diligence — precum, obiectul și costul lucrărilor de întărire a rețelei, avantajele și dezavantajele includerii acestora în planul de dezvoltare al Transelectrica, impactul soluțiilor de limitare operațională asupra producției proiectului, sau modul de adresare a riscului de întârzieri în cadrul contractului de racordare.

5. Asigurarea pentru clauze de garanții și despăgubiri (W&I). Asigurarea de tip warranty and indemnity (W&I) a devenit tot mai frecventă în tranzacțiile de M&A din sectorul energetic românesc, determinată parțial de dorința vânzătorilor de a își asigura o ieșire cât mai „curată" din companie. Cu toate acestea, investitorii trebuie să aibă în vedere că riscurile legate de autorizare din perioada de construcție — tocmai cele predominante în proiectele energetice achiziționate la stadiul Ready-to-Build — sunt în mare măsură excluse din polițele standard de asigurare W&I. Aceasta face esențială negocierea unor condiții de asigurare personalizate, precum și a unor clauze de protecție în contractul de vânzare-cumpărare de părți sociale pentru excluderile de la acoperirea poliței de asigurare.

6. ESIA. Un proiect pe deplin autorizat conform cerințelor de mediu din România poate necesita o evaluare a impactului social și asupra mediului (Environmental and Social Impact Assessment – ESIA), pentru a îndeplini standardele impuse de finanțatorii internaționali. În timp ce unii dezvoltatori au în vedere aceste cerințe, alții se limitează strict la cerințele de autorizare impuse de legislația din România.

7. Avizarea investițiilor străine în sectorul energiei. Avizarea investițiilor străine este obligatorie pentru toate investițiile în sectorul energetic din România care depășesc 5 milioane EUR. Procesul de analiză durează aproximativ două luni, perioadă de timp care trebuie avută în vedere încă de la început în calendarul tranzacției. La fel de important, legislația din România impune o obligație de suspendare (standstill obligation) în implementarea tranzacției până la obținerea avizului ISD.

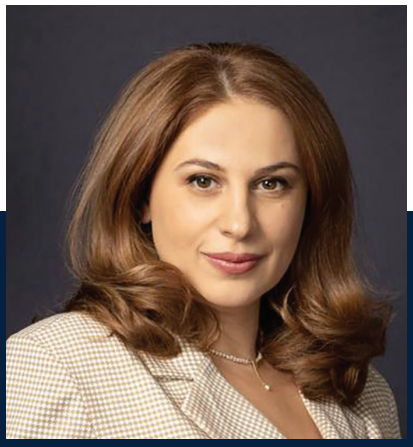
8. Interdicții de schimbare a acționariatului în cazul finanțărilor nerambursabile. Sistemele independente de stocare a energiei în baterii (BESS) sunt, în prezent, eligibile pentru o schemă de ajutor de stat, prin care dezvoltatorii pot obține finanțare nerambursabilă pentru implementarea proiectelor. Este important de avut în vedere că, de la momentul depunerii cererii și până la semnarea contractului de finanțare, nu este permisă nicio modificare a structurii acționariatului societății de proiect. Această restricție poate introduce întârzieri semnificative în calendarul tranzacției și trebuie luată în calcul încă de la început în structurarea tranzacției.

9. Contractele pentru diferență (CfD). În cazul proiectelor pentru care au fost încheiate contracte pentru diferență (CfD), cadrul de reglementare nu impune obținerea aprobării prealabile din partea contrapărții CfD sau a Ministerului Energiei pentru o schimbare de control. Cu toate acestea, substituirea de către cumpărător a garanțiilor de bună execuție constituite în implementarea acestor contracte trebuie abordată corespunzător în documentația tranzacțională (similar substituirii garanțiilor financiare constituite în procesul de racordare la rețea).

Pe măsură ce noul cadru de reglementare își găsește echilibrul, adevăratul avantaj competitiv va aparține celor care pot livra proiecte bancabile: susținute de instrumente de valorificare și acoperire a riscurilor de piață, de o structură optimizată a activelor și de un model de finanțare capabil să reziste schimbărilor de reglementare. Investitorii care vor aduce această rigoare în piață nu vor fi doar cei care se adaptează noii arhitecturi energetice a României, ci cei care îi vor imprima direcția de dezvoltare.

Vântul schimbării: Energia eoliană în România între ambiție și realitate

Cu o capacitate eoliană instalată de circa 3,5 GW și un potențial offshore încă neexploatat în Marea Neagră, România se află la răscrucea unor decizii strategice. Între obiectivele asumate prin PNIESC și provocările practice ale autorizării, racordării la rețea și comercializării energiei eoliene, România rămâne o jurisdicție plină de oportunități – dar numai pentru investitorii pregătiți să navigheze un peisaj de reglementare în continuă transformare și să monetizeze cel mai eficient riscurile asociate profilului de producție volatil.



PAULA CORBAN - PELIN
Partener, DLA Piper România

TEODOR SABĂU
Senior Associate, DLA Piper România

I. România în context european

În Europa anului 2026, principalul obstacol pentru investițiile în energia eoliană nu mai este tehnologia, ci capacitatea statelor de a autoriza și racorda noile proiecte, atât din perspectiva duratei acestor proceduri, cât și a alinierii acestora cu procesele paralele de finanțare și aprobare finală a investițiilor. Competiția pentru atragerea capitalului privat se poartă mai puțin în jurul resursei naturale și mai mult în jurul vitezei și certitudinii de implementare, care depinde de cadrul legislativ și de capacitatea de a gestiona un lanț de aprovizionare aflat sub presiunea unei cereri în creștere exponențială.

Contextul regional accentuează această presiune. Polonia s-a consolidat drept cea mai avansată piață eoliană din Europa Centrală și de Est, cu peste 11 GW onshore instalați și primele proiecte offshore baltice în dezvoltare sau la stadiul de construcție, în timp ce, în țările baltice, Lituania a făcut deja pași concreți către eolianul offshore. Cehia și Ungaria rămân în urmă din cauza cadrului de reglementare, dar încearcă să recupereze; Ungaria tocmai a lansat un nou program de licitație pentru eolian care furnizează acces la o capacitate importantă de racordare la rețea. Prin comparație, România dispune de resurse eoliene competitive, de o piață onshore matură și de acces direct la

Marea Neagră, însă se află încă în etapa de operaționalizare a cadrului offshore și de pregătire a primelor concesiuni.

Pe segmentul onshore, cei aproximativ 3,5 GW instalați astăzi provin în mare parte din valul investițional 2010-2015. După mai mulți ani de stagnare, piața a reintrat într-un nou ciclu investițional după 2021, primele rezultate devenind vizibile din 2025. Ritmul s-a accelerat semnificativ în 2026, când Transelectrica raporta în august 496 MW de capacități eoliene noi conectate în cursul anului.

Această revenire începe să fie observată și la nivel european. Recent, publicațiile internaționale au descris România drept noul „campion-surpriză" al Europei în energia regenerabilă, nu datorită dimensiunii actuale a pieței, ci capacității de a dezvolta în paralel proiecte regenerabile și soluții de stocare. Astfel, s-ar putea spune că blocajul aproape absolut al dezvoltării de proiecte regenerabile, înregistrat de România în a doua parte a deceniului anterior, a oferit oportunitatea de a învăța din experiențele piețelor europene mult mai avansate în această privință, care încearcă la acest moment să recupereze decalajul dintre producția regenerabilă și infrastructura de flexibilitate. Strategia Energetică a României, adoptată la finalul anului 2024, formulează și diagnosticul mai important: capacitatea eoliană existentă încă de la acel moment era aproape de maximul tehnic posibil pentru funcționarea în siguranță a SEN.

În acest context, prin prisma limitărilor inerente sistemului energetic național, precum și a lecțiilor învățate din experiența statelor vest-europene, România începe să fie percepută ca un exemplu de implementare mai bine sincronizată a componentelor de producție și flexibilitate, având potențialul de a-și reconstrui sistemul energetic pe baze solide, simultan cu scalarea capacităților de producție regenerabile.

> ***Viitorul eolianului românesc va fi decis nu de resursa de vânt, ci de viteza cu care proiectele trec de la autorizare la operare.***

II. Autorizarea și provocările specifice

RED III impune termene maxime de doi ani pentru proiecte noi (în afara zonelor de accelerare) și un an pentru repowering. Transpunerea internă, realizată principal la nivelul legislației primare, presupune mai departe reformarea unui aparat procedural-administrativ complex, pentru a ajunge la efecte concrete la nivelul proceselor de autorizare. Dezvoltatorii parcurg secvențial certificatul de urbanism, evaluarea de impact asupra mediului, avizele altor autorități competente (precum autoritatea aeronautică și ministerul apărării) autorizația de construire și avizul tehnic de racordare, acumulând termene reale de trei până la cinci ani.

Schimbarea de paradigmă a venit însă din zona racordării, unde s-ar putea spune că sistemul first come, first served și-a atins limitele, conducând la nivelul lunii iulie 2026 la o putere totală aprobată pentru evacuare în Avize Tehnice de Racordare (ATR) aferente capacităților de producție regenerabile de peste 113 GW. Răspunsul din partea ANRE a fost unul ferm, însă insuficient coordonat din perspectiva predictibilității: introducerea mecanismului de alocare competitivă a capacităților disponibile (introdusă conceptual din august 2024 dar în vigoare în mod efectiv din vara acestui an), devansarea garanției financiare anterior emiterii ATR-ului și, mai recent, majorarea valorii acestora și impunerea unor termene stricte pentru obținerea autorizațiilor de înființare (corelate cu termenele deja existente pentru autorizația de construire).

Dezvoltatorii sunt astfel obligați să demonstreze fezabilitatea financiară și tehnică a proiectelor într-un calendar strict, accelerat, în scopul de a elimina rezervările speculative. O astfel de reformă, deși necesară la nivel teoretic, determină în mod inevitabil o perioadă de tranziție dificilă pentru investitori, adăugând noi termene stricte, cu consecințe drastice asupra proiectelor, la riscurile deja inerente procedurilor de dezvoltare din România, în special pentru proiectele eoliene. Presiunile din lanțul de aprovizionare agravează ecuația: costul turbinelor a crescut cu 15–20% față de 2021, palele depășesc 80 de metri, iar portul Constanța necesită investiții pentru logistica offshore.

Pe de altă parte, toate aceste modificări conduc și la efectul real de a accentua avantajul competitiv al operatorilor integrați care dețin resursele și capabilitățile de a coordona unitar procesele de dezvoltare, finanțare, offtake, procurement și construcție a proiectelor, cu sau fără atragerea unor (co)investitori.

Deși este prea devreme pentru a putea prezice cum va evolua piața în noua paradigmă a alocărilor prin licitație a capacităților de rețea, termenele stricte impuse proiectelor care au securizat deja condițiile de racordare în baza sistemului anterior creează condițiile unei piețe extrem de active pe termen scurt și mediu, atât din perspectiva consolidării proiectelor, cât și din perspectiva finanțării și contractării producției acestora.

> ***Provocarea actuală nu mai este producerea energiei, ci transformarea unui profil de producție volatil într-un produs comercial bancabil și predictibil.***

III. Drumul către piață: Dincolo de producție: cine suportă riscul?

Monetizarea producției eoliene a devenit mult mai sofisticată decât în prima generație de proiecte regenerabile. Provocarea nu mai este doar punerea în funcțiune a centralelor electrice și producerea energiei, ci transformarea unui profil de producție volatil într-un produs comercial bancabil și predictibil. În acest context, modelul tradițional pay-as-produced, în care offtakerul prelua integral riscul de profil a pierdut treptat teren în favoarea unor structuri contractuale mai sofisticate. Astfel, apar contracte de tip baseload, care transformă energia regenerabilă într-un produs cu livrare constantă, precum și contracte profiled

sau shaped, care urmăresc un profil de livrare predefinit, apropiat de profilul de consum al cumpărătorului. Aceste structuri sunt completate de servicii de volume shaping (ajustarea profilului volumelor livrate), sleeved arrangements (intermedierea livrării printr-un furnizor licențiat), mecanisme de price floor și obligații de gestionare a dezechilibrelor, prin care riscul de volum și profil este distribuit mai echilibrat între producător și offtaker.

Această evoluție este alimentată de fenomenul de canibalizare a prețurilor. Pe măsură ce volume importante de energie eoliană și solară sunt injectate simultan în sistem, efectul merit order exercită presiune descendentă asupra prețurilor în orele cu producție ridicată. Deoarece energia regenerabilă are costuri marginale foarte reduse, aceasta intră prima în piață și reduce prețul marginal stabilit de unitățile de producție mai costisitoare. În consecință, cu cât producția regenerabilă este mai abundentă, cu atât valoarea sa economică tinde să scadă. Fenomenul este deja bine documentat în Europa Occidentală și începe să devină relevant și în România, unde episoadele de prețuri foarte scăzute sau chiar negative modifică ipotezele tradiționale de bancabilitate.

În acest context, strategiile de optimizare devin la fel de importante ca resursa eoliană însăși. Hibridizarea cu sisteme de stocare (BESS) permite valorificarea energiei în intervalele cu prețuri mai atractive, iar agregarea portofoliilor contribuie la gestionarea mai eficientă a dezechilibrelor și a riscului de profil. În paralel, mecanismul de suport prin Contracte pentru Diferență (CfD) oferă un cadru suplimentar de stabilizare a veniturilor și de reducere a riscului comercial al proiectelor, contribuind la creșterea bancabilității acestora.

Pentru a completa tabloul, Garanțiile de Origine (GO) evoluează dintr-un atribut auxiliar al energiei verzi către un activ comercial distinct. Cererea generată de obiectivele ESG și de decarbonizare ale marilor consumatori creează oportunități suplimentare de monetizare, însă piața românească rămâne într-o etapă de tranziție. Deși cadrul legislativ este în curs de aliniere la standardele europene, ANRE devenind deocamdată membru observator al AIB (Association of Issuing Bodies) în noiembrie 2025, persistă încă limitări privind transferul și tranzacționarea GO-urilor (inclusiv în contractele domestice), iar România nu este încă pe deplin integrată în mecanismele europene de transfer transfrontalier al certificatelor. În consecință, nu putem vorbi de o piață lichidă, iar potențialul economic asociat acestor atribute verzi nu este încă valorificat la nivelul observat pe pieţele vest-europene.

> ***Pe lângă provocările inerente oricărei perioade de tranziție, recentele modificări legislative pot accentua avantajul competitiv al unei abordări integrate a proceselor de dezvoltare, finanțare, offtake, procurement și construcție a proiectelor.***

Privind spre viitor, avantajul competitiv nu va aparține neapărat celor care produc cea mai multă energie, ci celor care reușesc să gestioneze și să monetizeze cel mai eficient riscurile asociate acesteia. Succesul comercial al proiectelor eoliene va depinde din ce în ce mai mult de combinația dintre structuri contractuale sofisticate cu alocarea corespunzătoare a riscurilor către partea în măsură să le gestioneze cel mai eficient, flexibilitate operațională, stocare și valorificarea atributelor verzi asociate energiei produse.

We don't just advise the industry.
We're part of it.
DLA PIPER

Securitatea cibernetică în energia regenerabilă

Cerințe NIS2, responsabilități și bune practici

DAN CÎMPEAN
Directorul Directoratului Național de Securitate Cibernetică (DNSC)

Mesaje-cheie

- OUG 155/2024 precum și ordinele directorului DNSC stabilesc cerințele privind înregistrarea entităților, evaluarea nivelului de risc, măsurile de gestionare a riscurilor de securitate cibernetică, autoevaluarea nivelului de maturitate și supravegherea respectării obligațiilor.
- Pentru proiectele de energie regenerabilă, riscul relevant este perturbarea producției în urma compromiterii sistemelor de control sau a echipamentelor conectate, inclusiv prin accesul de la distanță al furnizorilor.

Rolul DNSC. Potrivit OUG nr. 104/2021, DNSC este autoritatea competentă la nivel național pentru spațiul cibernetic național civil, precum și pentru gestionarea riscurilor și a incidentelor de securitate cibernetică. Prin OUG nr. 155/2024, DNSC este desemnat autoritate competentă responsabilă cu securitatea cibernetică și cu sarcinile de supraveghere și asigurare a respectării măsurilor pentru un nivel comun ridicat de securitate cibernetică, punct unic de contact la nivel național și echipă de răspuns la incidente de securitate cibernetică națională. Supravegherea, verificarea și controlul respectării obligațiilor se desfășoară potrivit normelor aprobate prin Ordinul directorului DNSC nr. 3/2025.

Cine intră sub incidența legii. OUG nr. 155/2024, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 124/2025, care transpune Directiva NIS2, include energia între sectoarele cu importanță critică ridicată. În subsectorul energie electrică sunt vizați producătorii, operatorii de rețea și participanții la piață care furnizează servicii de agregare, de consum dispecerizabil sau de stocare.

Pe lângă încadrarea în sector, un alt criteriu pentru desemnarea entităților esențiale și importante este dimensiunea, care se stabilește potrivit Legii nr. 346/2004,

unde se ia în calcul și întreprinderile partenere și legate.

Notificarea DNSC în vederea înregistrării se transmite în termen de 30 de zile de la data la care entitatea intră sub incidența ordonanței. Decizia directorului DNSC de identificare și înscriere în registrul entităților esențiale și importante se emite în 60 de zile pentru cele esențiale și în 150 de zile pentru cele importante.

Ce cere legea de la parc de producție. Măsurile de gestionare a riscurilor de securitate cibernetică, aprobate prin Ordinul directorului DNSC nr. 1/2026 împreună cu metodologia de autoevaluare a maturității, acoperă întreaga rețea și sistemele informatice ale entității.

Pentru un parc de producție, asta înseamnă în primul rând tehnologia operațională: SCADA, invertoarele, sistemele de management al bateriilor, legăturile cu platformele de agregare și cu operatorul de rețea. Printre cele mai relevante măsuri de securitate cibernetică se numără inventarul activelor, separarea rețelelor IT de cele OT, controlul accesului de la distanță, continuitate și răspuns la incident.

Răspunderea aparține organelor de conducere, care aprobă măsurile, supraveghează implementarea lor, în timp ce membrii acestora au obligația de a urma cursuri de formare profesională.

Termenele de raportare a unui incident semnificativ. La un incident semnificativ, entitatea

> ***Integrarea securității cibernetice încă din etapa de proiectare contribuie la protejarea investițiilor în energia regenerabilă. Aplicarea cerințelor NIS2 susține continuitatea activității, maturitatea operațională și capacitatea operatorilor de a preveni și gestiona incidentele. Îi invit pe operatori și pe partenerii lor tehnologici să mențină un dialog activ cu DNSC. Prin cooperare și măsuri aplicate consecvent, putem consolida reziliența sectorului și încrederea investitorilor.***

transmite echipei de răspuns la incidente de securitate cibernetică naționale o avertizare timpurie în cel mult 24 de ore de la data la care a luat cunoștință de incident, o raportare a incidentului în cel mult 72 de ore, un raport intermediar la cerere și un raport final în cel mult o lună de la transmiterea notificării incidentului.

Lanțul de aprovizionare digital. Instalațiile regenerabile sunt operate și actualizate de terți cu acces de la distanță: producătorul turbinelor sau al invertoarelor, integratorul SCADA, contractorul de O&M, platforma de agregare. Legea cere gestionarea securității lanțului de aprovizionare, iar întrebările sunt simple: cine poate modifica setările de funcționare ale parcului, prin ce canal, cu ce jurnalizare și cine verifică. Accesul necontrolat al furnizorilor poate genera riscuri care afectează continuitatea operării și veniturile proiectului, cu implicații pentru evaluarea riscului de creditare.

Este obligatoriu ca cerințele de securitate cibernetică să fie introduse în contractele EPC, O&M și de furnizare a echipamentelor, iar în tranzacțiile de achiziție sau refinanțare evaluarea securității cibernetice să facă parte din due diligence.

Ce arată evaluarea sectorului energie. Evaluarea sectorului energie realizată de DNSC evidențiază riscuri pentru continuitatea activității, amplificate de dependențele digitale și de interdependențele cu alte sectoare.

Constatările subliniază necesitatea consolidării capacității de prevenire, răspuns și recuperare, pentru limitarea impactului incidentelor și a efectelor în lanț.

Avantajul conformării. Reziliența cibernetică este parte a securității energetice. Aplicarea consecventă a cerințelor de securitate cibernetică contribuie la continuitatea operațională, protejarea investițiilor și consolidarea încrederii investitorilor și finanțatorilor.

DNSC salută această ediție a Codului și rămâne partenerul sectorului în aplicarea cerințelor și a bunelor practici de securitate cibernetică.

Calendarul conformării

- **30 de zile de la intrarea sub incidența ordonanței: notificarea DNSC în vederea înregistrării.**
- **30 de zile de la comunicarea deciziei directorului DNSC: desemnarea responsabililor cu securitatea rețelelor și sistemelor informatice.**
- **60 de zile de la comunicarea deciziei: transmiterea evaluării nivelului de risc.**
- **60 de zile de la transmiterea nivelului de risc: autoevaluarea nivelului de maturitate a măsurilor de gestionare a riscurilor de securitate cibernetică, apoi anual.**
- **30 de zile de la realizarea autoevaluării, pentru entitățile esențiale: întocmirea și transmiterea planului de măsuri de remediere.**

SentryOT - Un răspuns ingineresc din Europa pentru conformarea la NIS2

MIRCEA STREMȚAN
Sales & Marketing Director, ENEVO Cybersec

NIS2 stabilește obligații clare pentru operatorii de transport și de sistem, operatorii de distribuție, producătorii independenți de energie și operatorii industriali din sectorul energetic: guvernanță, managementul riscurilor, termene pentru raportarea incidentelor și monitorizarea continuă a sistemelor operaționale. Respectarea acestor obligații presupune înțelegerea modului în care funcționează efectiv centralele electrice, stațiile și camerele de comandă.

În cadrul ENEVO Group, divizia de Cybersecurity a construit SentryOT pe baza unui deceniu de experiență europeană în inginerie energetică. ENEVO a livrat capacități de producție, stocare și transport de ordinul gigawaților și a construit peste sisteme de control și proiecte de automatizare în 12 țări din Europa și Orientul Mijlociu. Această experiență se regăsește direct în SentryOT: o echipă puternică de specialiști în automatizări și ingineri certificați pentru înaltă tensiune lucrează alături de analiștii de securitate cibernetică ai SentryOT, astfel încât fiecare implementare beneficiază de expertiza unor oameni care au proiectat, pus în funcțiune și operat sistemele pe care acum le protejează.

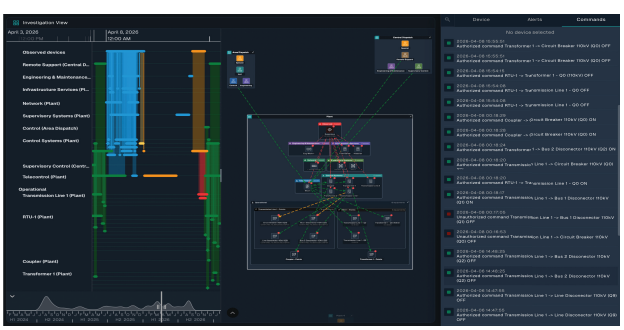
Fragmentarea definește piața actuală de securitate OT. Operatorii gestionează o serie de instrumente separate care nu converg într-o imagine completă a mediului lor. SentryOT aduce coerență acestui peisaj. Corelează datele operaționale și de securitate cibernetică într-o singură imagine, oferă vizibilitate completă asupra întregii platforme OT și permite echipelor hibride să limiteze amenințările înainte ca acestea să atingă impactul operațional. Susținut de suport nativ pentru conformitatea NIS2, SentryOT transformă complexitatea fragmentată în informații concrete și un răspuns mai rapid, bazat pe inginerie.

Pentru operatorii din energie care își construiesc parcursul către conformarea cu NIS2, această experiență se traduce în două servicii. Consultanța Virtual CISO stabilește cadrul de guvernanță, evaluările de risc și politicile aliniate cerințelor NIS2. OmniSOC, centrul de operațiuni de securitate gestionat de SentryOT, asigură monitorizare permanentă, detectarea timpurie a amenințărilor, raportare structurată și răspuns coordonat la incidente, prin analiști care înțeleg atât protocoalele cibernetice, cât și procesele fizice din sectorul energetic.

„Conformarea cu NIS2 se bazează pe doi piloni. Guvernanța și procedurile sunt primul pas, iar serviciul nostru vCISO pregătește operatorii pentru evaluările și obligațiile de raportare care urmează. Următorul pilon este reziliența operațională, asigurată prin SOC-ul nostru specializat 24/7, construit pentru detectare timpurie, raportare structurată și răspuns la incidente în mediile energetice. Împreună, acestea oferă operatorilor din energie o cale accelerată și responsabilă către conformarea cu NIS2", spune Mircea Stremtan, Sales & Marketing Director, ENEVO Cybersec / SentryOT.

SentryOT oferă operatorilor din energie acces imediat la ambii piloni, pe baza a mai mult de un deceniu de experiență europeană în inginerie energetică.

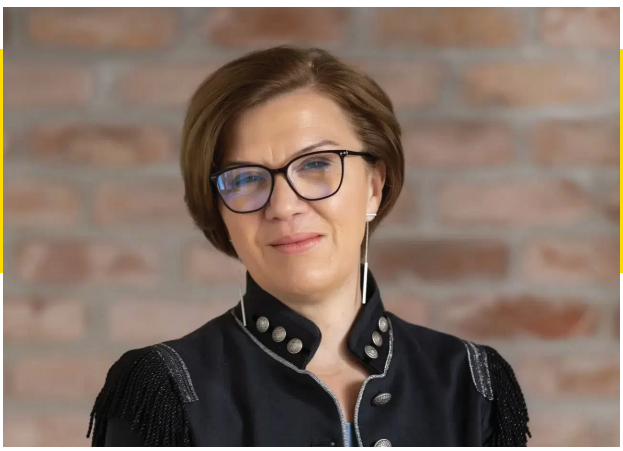
sentryot.com



3

Rețele, sistem și flexibilitate

Cum evitam o succesiune de valuri de entuziasm?



DANIELA DĂRĂBAN
Director executiv al Federației Asociațiilor Companiilor de Utilități din Energie (ACUE)

Un „val de entuziasm" tinde să pornească de la o tehnologie și apoi să caute probleme pe care aceasta le poate rezolva. În ultimii ani, politica energetică din România a început să semene prea mult cu o succesiune de valuri de entuziasm. Mai întâi am alergat după fotovoltaice. Apoi după prosumatori. Acum alergăm după baterii. De fiecare dată, tehnologia momentului riscă să fie prezentată drept soluția care va rezolva aproape singură problemele sistemului energetic.

Subvențiile pot crea semnale greșite. Dacă finanțarea spune „construim baterii", piața va construi baterii. Dar întrebarea sistemului poate fi, într-o anumită zonă, „dacă avem nevoie de un transformator, de o linie sau de demand-response". Costul unei alegeri greșite nu este doar costul activului. Mai apar congestii, redispecerizare, limitarea producției, investiții suplimentare în rețea și, în final, costuri suportate de consumator.

Un sistem energetic național nu se construiește după modă, după disponibilitatea unei linii de finanțare sau după tehnologia despre care se vorbește cel mai mult într-un anumit an. Se construiește pe cifre, pe scenarii și pe modele de sistem și pornind de la o întrebare mult mai simplă: ce combinație de resurse ne asigură energie sigură, accesibilă și cât mai curată, în fiecare oră de peste an? Planificarea corectă pornește de la problemele sistemului și caută combinația de soluții cu cel mai mic cost total.

Cifrele, luate singure, spun foarte puțin. La 30 iunie 2026, România avea aproximativ 359.000 de prosumatori, cu o putere instalată totală de circa 4 GW. Cele două unități nucleare de la Cernavodă au împreună aproximativ 1,4 GW. Dacă ne uităm doar la puterea nominală, am putea spune că prosumatorii au deja de aproximativ trei ori mai multă capacitate instalată decât nuclearul românesc. Este mesajul public la modă în Romania.

Și totuși, cele două nu sunt comparabile. ANRE raportează pentru 2025 circa 1,77 TWh injectați în rețea, nu producția totală, deoarece o parte este autoconsum. Nuclearelectrica produce în jur de 10 TWh net într-un an obișnuit, în timp ce prosumatorii pot genera orientativ 4-5 TWh pe an.

Diferența cea mai importantă apare atunci când încetăm să privim sistemul anual și începem să îl privim pe sezon si oră de oră. Studiul de adecvanță al Transelectrica pentru etapele 2027, 2030 și 2035 arată foarte bine de ce.

Iarna, riscul principal este deficitul. Consum ridicat. Zile scurte. Fotovoltaic aproape inexistent la vârful de seară. Posibil vânt slab. Indisponibilități ale unor centrale. Importuri care nu pot fi considerate nelimitate. Dacă aceste condiții se suprapun, sistemul trebuie să aibă suficiente resurse sigure și flexibile pentru a acoperi consumul.

La 1 august 2026, SEN avea la dispoziție o capacitate totală de 989 MW în instalații de stocare, incluzând atât instalațiile de stocare independente, cât și capacitățile de stocare integrate în centrale electrice mixte. Bateriile ajută. Pot muta energia produsă la prânz către vârful de seară. Pot reacționa rapid la dezechilibre și pot furniza servicii importante sistemului. Dar

o baterie dimensionată pentru două sau patru ore nu poate rezolva singură o perioadă de câteva zile cu producție redusă din surse regenerabile.

Aici apare o distincție esențială: puterea unei baterii, exprimată în MW, nu ne spune cât timp poate susține acea putere. Pentru asta trebuie să ne uităm și la energia stocată, exprimată în MWh. Un sistem care are nevoie de flexibilitate timp de două ore are o problemă diferită de unul care trebuie să acopere un deficit timp de două zile. De aceea, pe măsură ce crește ponderea energiei solare și eoliene, avem nevoie de flexibilitate pe mai multe intervale de timp: baterii, hidro, nuclear, demand-response, interconexiuni, capacități dispecerizabile și o rețea mult mai inteligentă.

Dar dacă iarna ne este teamă că nu avem suficientă energie, vara putem avea problema opusă. Într-o zi foarte însorită, fotovoltaicul, prosumatorii, eolianul, nuclearul și hidro pot produce simultan cantități foarte mari de energie. În anumite ore și în anumite zone, problema poate să nu mai fie lipsa producției, ci capacitatea sistemului de a o absorbi și transporta. Atunci nu mai întrebăm doar „avem suficient?". Întrebăm: ce facem cu surplusul? Îl stocăm? Îl exportăm? Creștem consumul flexibil? Limităm producția? Poate rețeaua să îl transporte? Unde apar congestiile?

Și mai există un al treilea scenariu, tot mai important: caniculă și secetă. În astfel de perioade, consumul poate crește puternic din cauza climatizării, în timp ce producția hidro poate scădea. Temperaturile foarte ridicate afectează performanța unor echipamente, iar temperaturile apei și debitele reduse pot introduce constrângeri inclusiv pentru centralele care depind de apă pentru răcire. Inclusiv rețeaua este supusă unui stres suplimentar.

Prin urmare, un sistem energetic serios trebuie testat pentru zilele rele, nu pentru „ziua medie". Iarnă severă. Vânt redus. Producție solară minimă. Secetă. Caniculă. Indisponibilitate nucleară. Import redus. Avarii de rețea. Și, mai ales, combinații între ele. Aici apare problema actualului val de entuziasm pentru baterii.

BESS este o tehnologie extrem de utilă și va avea un rol major în sistemul energetic românesc. Dar riscul este să repetăm aceeași greșeală. Nu întrebarea „câți GW de baterii putem instala?" este cea mai importantă. Întrebările corecte sunt: unde avem nevoie de ele? Ce problemă rezolvă? Ce durată trebuie să aibă? În ce nod al rețelei trebuie amplasate? Ce congestie evită? Ce servicii furnizează? Ce investiție alternativă pot amâna sau înlocui?

Bateriile nu înlocuiesc dezvoltarea unei rețele structural insuficiente. Pot reduce congestii. Pot furniza servicii de sistem. Amplasate inteligent, pot amâna sau chiar evita anumite investiții punctuale în rețea. Dar nu pot substitui liniile, transformatoarele și capacitatea de transport de care sistemul are nevoie.

Energia trebuie să poată fi preluată, transportată și distribuită. Iar aici rețeaua este probabil cel mai puțin spectaculos, dar unul dintre cele mai importante subiecte ale tranziției energetice. Fără linii suficiente, transformatoare, automatizare, control al tensiunii, digitalizare, smart metering și management al congestiilor, putem ajunge să avem foarte multe capacități instalate și prea puțină capacitate reală de a le utiliza eficient.

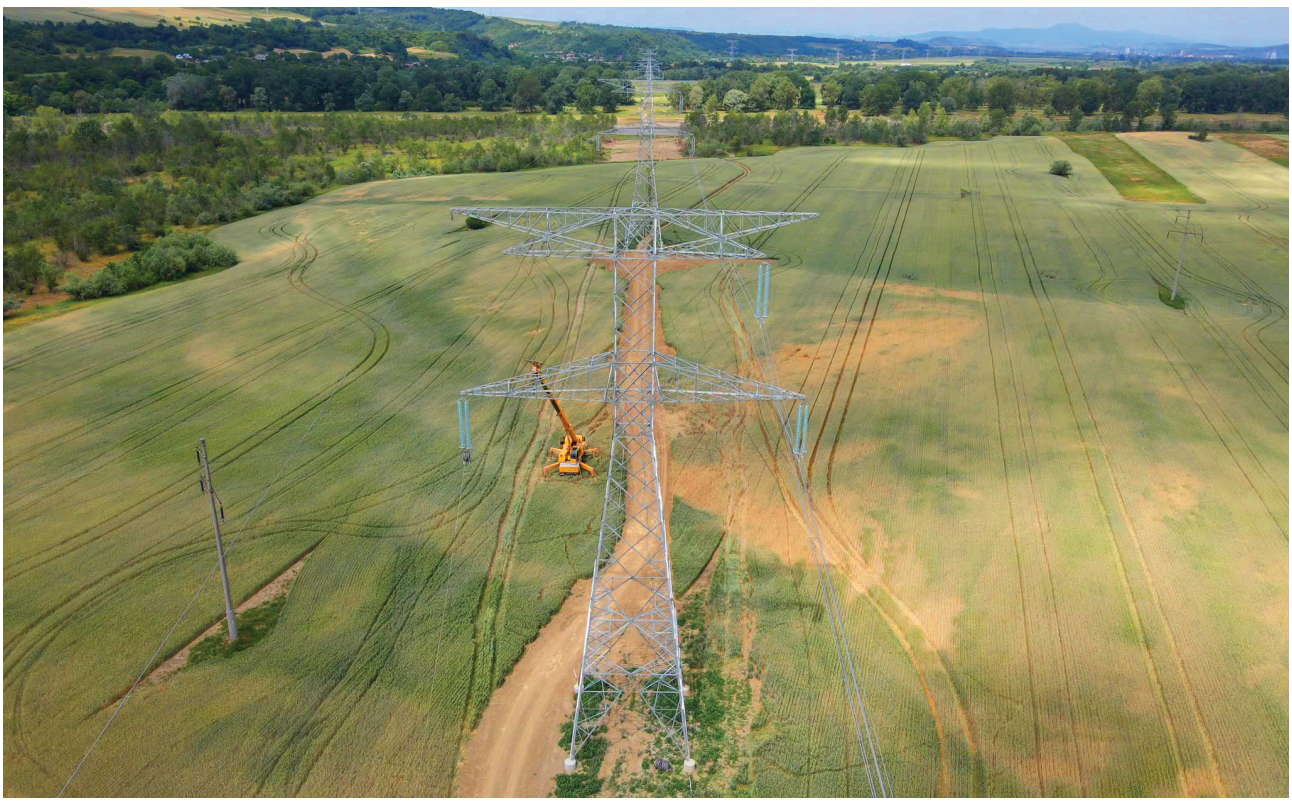
Mai mult, sistemul trebuie să știe ce se întâmplă. Cei 4 GW instalați la prosumatori arată cât de repede se schimbă această realitate. Dacă operatorii nu știu aproape în timp real cât se produce, cât se consumă local, cât se injectează și unde apar congestiile, atunci poate exista o diferență foarte mare între ceea ce există fizic în sistem și ceea ce poate fi efectiv anticipat și controlat.

De aceea, datele devin infrastructură energetică. La fel și serviciile de demand-response. Uneori poate fi mai eficient și mai ieftin să stimulezi un consumator industrial să reducă temporar consumul la ora de vârf decât să construiești o capacitate nouă utilizată doar pentru câteva zeci de ore pe an. În alte momente, același consumator poate fi stimulat să crească consumul atunci când există surplus fotovoltaic.

Sistemul energetic nu este suma tehnologiilor pe care le instalăm. Este rezultatul modului în care acestea funcționează împreună. Și tocmai de aceea deciziile bazate pe valuri de entuziasm sunt atât de periculoase în energie. Fiecare tehnologie rezolvă anumite probleme și creează sau amplifică alte nevoi.

România nu are nevoie de încă o cursă după tehnologia momentului. Înainte de următorul val de subvenții, avem nevoie de o imagine comună asupra sistemului energetic, care să permită decizii fundamentate. Pentru că, în energie, moda trece. Dar o decizie greșită de infrastructură poate rămâne cu noi zeci de ani.

Transelectrica accelerează modernizarea rețelei pentru noul val de investiții



România intră într-o etapă în care dezvoltarea noilor capacități de producție trebuie însoțită de o transformare accelerată a Rețelei Electrice de Transport. Din perspectiva echipei de conducere a Transelectrica, prioritățile sunt clare: modernizarea infrastructurii existente, creșterea capacității de transport și interconexiune, digitalizarea operării și adaptarea mecanismelor de racordare la presiunea tot mai mare exercitată asupra rețelei.

Rețeaua intră într-un nou ciclu de modernizare

Programul de investiții include retehnologizarea și modernizarea unor stații importante, trecerea unor axe la 400 kV, construirea și reconductorarea de linii, instalarea de echipamente pentru compensarea puterii reactive și reglajul tensiunii, precum și sisteme inteligente de monitorizare. În paralel, sunt dezvoltate interconexiunile cu statele vecine, inclusiv proiectele Suceava–Bălți, Nădab–Bekescsaba și Gutinaș–Strășeni, dar și noi linii interne necesare pentru evacuarea producției și reducerea congestiilor.

Transformarea nu privește numai infrastructura fizică. Transelectrica investește în digitalizarea stațiilor și liniilor, monitorizarea calității energiei, platforme de sincrofazori, sisteme EMS/SCADA și infrastructura IT&C. O nouă rețea de comunicații, un cloud privat și dezvoltarea unui Centru Operațional de Securitate urmăresc să crească disponibilitatea

și securitatea infrastructurii digitale și să permită participarea sigură la mecanismele europene de schimb de date și operare din cadrul ENTSO-E.

În paralel cu extinderea și modernizarea rețelei, Transelectrica introduce treptat tehnologii care pot schimba modul de operare al infrastructurii. Compania instalează centrale fotovoltaice și sisteme de stocare pentru alimentarea serviciilor interne ale stațiilor electrice, dezvoltă proiecte-pilot de stații digitale la Alba Iulia și Mostiștea, extinde monitorizarea online a liniilor prin DigiTEL Smart Lines și pregătește instalarea de echipamente FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori pentru optimizarea reglajului de tensiune și a calității energiei.

Capacitatea de racordare devine resursa critică

Presiunea asupra rețelei este însă deja foarte mare. Calculele realizate în conformitate cu metodologia ANRE indică, pentru perioada 2028-2037, o capacitate disponibilă de 0 MW în toate zonele de rețea analizate. Rezultatul arată cât de important este ca dezvoltarea noilor proiecte energetice să evolueze împreună cu investițiile în infrastructura de transport și distribuție.

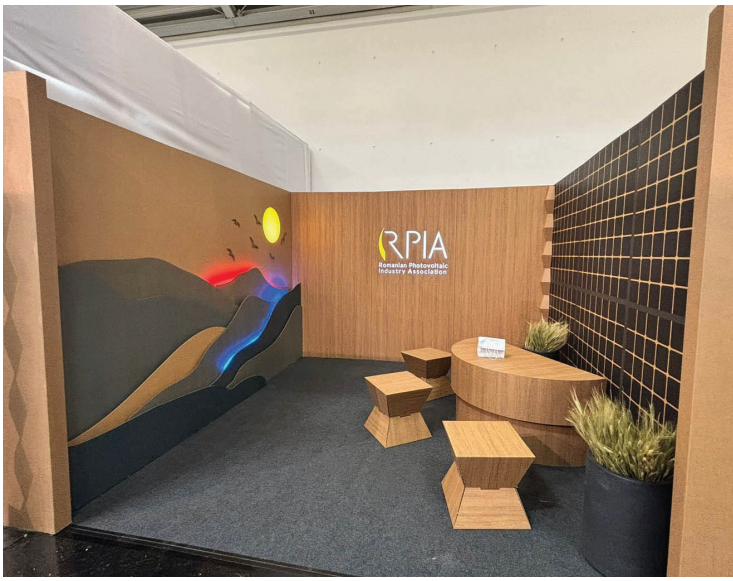
În acest context, relația cu producătorii și dezvoltatorii capătă o importanță suplimentară. Transelectrica menține dialogul cu utilizatorii rețelei prin întâlniri și sesiuni de informare dedicate clarificării procedurilor de racordare, utilizării rețelei și etapelor pe care investitorii trebuie să le parcurgă.

De la 30 iunie 2026, conectarea noilor locuri de producere se desfășoară în cadrul noii metodologii de alocare a capacității. Procesul pornește de la determinarea și publicarea anuală de către OTS a capacităților disponibile în RET și RED, pe ani și zone de rețea. Dezvoltatorii depun apoi cererile și garanțiile de participare, acestea sunt analizate de operatorii de rețea, iar Transelectrica actualizează Studiul de soluție global. Atunci când cererea depășește capacitatea disponibilă, procedura poate include licitații, urmate de contracte de alocare și, ulterior, de parcurgerea etapelor pentru obținerea ATR.

Pentru Transelectrica, provocarea următorilor ani este astfel dublă: accelerarea investițiilor care măresc capacitatea și reziliența rețelei și, în același timp, administrarea transparentă și eficientă a unei resurse devenite critice pentru dezvoltarea energetică a României: capacitatea de racordare.

De la 30 iunie 2026, conectarea noilor locuri de producere se desfășoară în cadrul noii metodologii de alocare a capacității. Procesul pornește de la determinarea și publicarea anuală de către OTS a capacităților disponibile în RET și RED, pe ani și zone de rețea.

România își consolidează locul pe harta fotovoltaică europeană



Piața fotovoltaică din România intră într-o etapă de maturizare, în care viteza de dezvoltare trebuie completată de calitatea execuției, integrarea stocării, competențe locale și o mai bună conectare la ecosistemul european. Mesajul s-a conturat la Intersolar Europe 2026, unde RPIA a reprezentat sectorul solar și de stocare din România printr-un stand dedicat și un atelier despre evoluția pieței locale.

Discuția a reunit companii active în producția de baterii, EPC, operare, servicii juridice și formare profesională, alături de SolarPower Europe și AHK România. Peste 80 de participanți au urmărit o discuție despre capacitatea industriei de a livra proiecte bancabile, de a integra stocarea și de a construi active pentru 30 de ani de funcționare.

Intervențiile au arătat și schimbarea de profil a industriei locale. Contractorii români trec de la rolul de subcontractori la parteneri EPC completi, iar unele companii își exportă deja experiența pe alte piețe europene. În paralel, apar teme specifice unei piețe mai mature: repowering, floating PV, agrivoltaic, operare 24/7, securitate cibernetică și formarea tehnicienilor necesari noului val de investiții.

Prezența RPIA la München a oferit companiilor românești un punct comun de întâlnire cu investitori și parteneri internaționali, dar și o platformă pentru prezentarea unei piețe care nu mai este marginală în Europa. Standul asociației a primit Better Stands Silver Award pentru designul și construcția sustenabilă.

Mesajul de fond al participării a fost însă mai important decât vizibilitatea de târg: România are deja companii, competențe și proiecte capabile să concureze la nivel european. Următoarea etapă va depinde de cât de bine poate industria transforma această bază într-un avantaj de execuție, flexibilitate și încredere pentru investiții.

Rețelele nu se modernizează pe hârtie

CHRISTIAN LEONTE, CEO WALDEVAR Holding - stânga și **IOAN POPOVICIU,** CEO WALDEVAR Power Grid - dreapta

Dezvoltarea accelerată a regenerabilelor în România face imposibil de ignorat faptul că extinderea rețelei presupune un efort semnificativ de implementare. Capacitatea de racordare trebuie creată în teren, prin linii noi, stații, întărirea rețelei și modernizarea infrastructurii existente.

Aici devine esențială capacitatea specializată de execuție. WALDEVAR Power Grid are peste 30 de ani de experiență în proiectarea, construcția și mentenanța rețelelor electrice de la 0,4 kV la 750 kV. Portofoliul include peste 1.500 km de linii de înaltă tensiune și peste 4.000 km de instalații OPGW, realizate cu echipe proprii și echipamente specializate.

O parte importantă a răspunsului nu presupune neapărat coridoare complet noi în România. Reconductorarea liniilor existente poate crește capacitatea de transfer păstrând traseele actuale și este o soluție practică acolo unde regenerabilele avansează mai repede decât poate fi autorizată și construită infrastructura nouă.

De la integrarea în WALDEVAR Holding, WALDEVAR Power Grid a intrat într-o nouă etapă de dezvoltare, cu investiții semnificative planificate în utilaje și echipamente pentru lucrări la linii de înaltă tensiune, precum și cu un program accelerat de recrutare de personal specializat. Integrarea în grup extinde și capacitatea companiei de a participa la proiecte complexe la cheie, inclusiv la lucrări pentru care anterior era necesară participarea ca asociat sau subcontractor. Rezultatul este o platformă de execuție mai puternică pentru investițiile majore în rețea care urmează.

Investițiile necesare sunt semnificative, dar capitalul singur nu construiește o linie electrică. Proiectele au nevoie de expertiză inginerească, utilaje specializate, echipe calificate și capacitatea de a executa lucrări complexe în siguranță și la termen. Tot mai mult, această capacitate va determina cât de repede poate România transforma proiectele regenerabile planificate în capacități efectiv racordate.

WALDEVAR Power Grid aduce aceste competențe într-un grup care dezvoltă și proiecte de producție regenerabilă, BESS și proiecte hibride. Astfel, cerințele de rețea pot fi integrate încă din faza de dezvoltare, nu tratate separat la final.

Pentru ca România să își transforme potențialul regenerabil în capacități racordate, infrastructura de rețea trebuie construită în același ritm cu noile capacități de producție. Dezvoltarea acestei capacități de execuție este acum o parte centrală a tranziției energetice.

WALDEVAR
POWER GRID

Un nou Cod al Rețelei așteptat în T4 2026 - Cerințe pentru generatori

VALERIU BINIG
vicepreședinte al Comitetului pentru energie al AmCham

Comisia Europeană a încheiat consultarea publică privind noua versiune a Codului de Rețea Cerințe pentru Generatori – NC RfG 2.0. Dat fiind că va fi adoptat prin Regulament al Comisiei, va deveni legislație națională obligatorie, cu câteva excepții în care Statele Membre vor avea libertatea de a legifera bazat pe subsidiaritate și proporționalitate.

NC RfG 2.0 aduce noutăți izvorâte dintr-o perioadă lungă de construcție cu implicarea unor organizații relevante precum ACER, ENTSO-E, EU.DSO. Aduce pe scenă/în joc modulele de stocare Electricity Storage Modules (ESM), vehiculele electrice - Electric Vehicles - și echipamentele de alimentare ale vehiculelor electrice - Electric Vehicles Supply Equipment categories (vehiculele electrice considerate de asemenea module de stocare). ESMs vor fi asimilate modulelor generatoare, alături de modulele generatoare sincrone - Synchronous Power Generating Modules (SPGM) – și de modulele de tip parc - Power Park Modules (PPM). Încă se desfășoară un efort intens pentru definirea regulilor de consolidare / integrare / cuplare / compunere pentru asemenea module.

Capabilitatea de tip Grid Forming (sursă de tensiune) este obligatorie pentru toate modulele de tip Power Park Module de categorie C și D incluzând și module Power Park Module mai mici (categorie B) racordate printr-un feeder de 110 kV. Modernizarea semnificativă va duce la considerarea facilităților modernizate ca fiind noi, prin urmare subiect al noilor cerințe. Asemenea cerințe noi includ capabilitatea de a rezista la rate de variație a frecvenței (Rate of Change of Frequency - ROCOF), capabilități de trecere prin defect - Fault Ride Through – pentru module de tip A, alte cerințe de trecere prin supratensiuni - High Voltage Ride Through. Modulele de clase C si D trebuie să ofere capabilități de atenuare a oscilațiilor - Power Oscillation Dumping.

O prevedere importantă din preambul se referă la subiectul potențialei revizuiri a ATR și studiului de soluție atunci când un Power Park Module (centrală eoliană, fotovoltaică, etc) instalează o stocare pentru a satisface cerințele noului cod de rețea:

"(11) ... Stocarea energiei electrice integrate într-un modul de generare folosită exclusiv pentru scopul satisfacerii cerințelor respective ale acestui Regulament trebuie considerată ca parte a unui asemenea modul, în timp ce capacitatea sa nu ar trebui să fie luată în considerare în capacitatea de generare a modulului. "

Reglementarea propusă aduce o cerință foarte importantă pentru modulele de categorie A (subiect al

unei dezbateri continue în România pe fundalul proliferării prosumatorilor):

Articolul 17: **Stabilitatea energiei reactive și a tensiunii**

"Modulul generator de energie electrică va fi capabil să recepționeze și să reacționeze la un semnal extern care să permită Operatorului de Sistem Relevant să transmită valori de referință pentru reglajul energiei reactive sau tensiunii. Sistemele de reglaj ale modulului generator vor aplica noile valori de referință fără întârzieri nejustificate."

Noul regulament descrie de asemenea cum obligațiile de tip Grid Forming vor fi impuse noilor module de tip A pentru a compensa retragerea graduală a modulelor generatoare sincrone:

Articolul 29: **Capabilitatea de tip Grid Forming**

„1. Cu privire la capabilitatea de tip Grid Forming a modulelor de tip Power Park, Operatorul de Transport și de Sistem, în colaborare cu Operatorii de Distribuție, va depune, până la data de [...], către autoritatea de reglementare, o propunere pentru o foaie de parcurs națională.

Foaia de parcurs va include analiza cel puțin a următoarelor:

a) viitoarele necesități ale sistemului privind stabilitatea frecvenței si tensiunii;

b) efecte ale penetrării intense ale modulelor Power Park de tip Grid Forming asupra operării sistemului de distribuție, cum ar fi:

i. riscul de funcționare insularizată și oscilații;

ii. impactul asupra sistemelor de protecție;

iii. măsuri de reducere a impactului și măsuri alternative.

Foaia de parcurs va defini gradul de pregătire al rețelei pentru o demararea graduală/fazată a aplicării cerințelor legate de capabilitățile de tip Grid Forming pentru modulele Power Park de tip A si B precum și pentru echipamentele de alimentare pentru vehicule electrice de tip EV3.

1. Pornind de la foaia de parcurs definită în paragraful 1, autoritatea de reglementare va determina data de la care cerințele din paragraful 3 devin obligatorii pentru module de tip Power Park de tip A și B. "

O prevedere foarte importantă deschide calea impunerii de cerințe tehnice noi instalațiilor existente:

Articolul 45: **Aplicarea anumitor cerințe modulelor generatoare deja racordate la rețea**

"Până la [...], în fiecare Stat Membru, Operatorul de Transport și Sistem, în coordonare cu Operatorii de Distribuție, va derula o analiză cost-beneficiu conform cerințelor Articolului 46, pentru a evalua necesitatea de a aplica toate sau unele cerințe ale prezentului Regulament modulelor generatoare existente și va depune propunerea autorității de reglementare conform cerințelor paragrafului 5 al acestui Articol."

Este important ca și comunitatea științifică tehnică din Romania să analizeze și să dezbată noul act legislativ care va genera cu mare probabilitate un impact semnificativ asupra dezvoltării sectorului energetic românesc.

Următoarea etapă în tranziția energetică
Regenerabile în beneficiul sistemului energetic

KRASIMIR ZHIVACHKI,
Senior BESS Product Manager, Enery

Până la jumătatea acestui an, capacitatea solară instalată a depășit un prag important, o parte semnificativă fiind adăugată doar în primele șase luni. În prezent, se estimează că obiectivul de 10 GW stabilit pentru sfârșitul deceniului ar putea fi atins cu câțiva ani mai devreme. Duratele relativ scurte de autorizare, finanțările europene, o schemă de Contracte pentru Diferență (CfD) care a generat rezultate concrete și o piață PPA deja funcțională au transformat, în doar câțiva ani, un obiectiv care părea foarte ambițios într-o perspectivă realistă.

Acest succes a schimbat treptat întrebarea la care încearcă să răspundă întregul sector. În cea mai mare parte a ultimilor cinci ani, indicatorul esențial a fost numărul de megawați conectați la rețea. Acum, accentul se mută către megawații-oră livrați atunci când sistemul energetic are cea mai mare nevoie de ei.

De la instalarea capacităților la integrarea în sistem

Vara anului 2026 a scos la iveală vulnerabilitățile mixului de producție a energiei electrice. Pe 29 iunie, în timpul valului de căldură, România a înregistrat cele mai ridicate prețuri pe piața pentru ziua următoare din Europa în orele de seară, depășind 4.200 lei/MWh. Câteva săptămâni mai târziu, seceta a dus la oprirea simultană a ambelor unități de la Cernavodă pentru prima dată în 23 de ani, în timp ce nivelul scăzut al Dunării a redus producția hidrocentralei Porțile de Fier. În zilele cele mai dificile, dintr-o capacitate instalată de aproape 19 GW, mai puțin de 7 GW erau efectiv disponibili pentru producție.

La începutul aceluiași an, situația fusese exact opusă: producția solară comercială a atins un nivel record de 2.048 MW în jurul prânzului, echivalent cu aproximativ o treime din consumul din acel moment, iar în ziua următoare piața pentru ziua următoare a înregistrat primele intervale cu prețuri negative din 2026.

Niciunul dintre aceste rezultate nu reprezintă, în sine, o problemă a energiei regenerabile. Este, în primul rând, o problemă de sincronizare între producție și consum și, din ce în ce mai mult, o problemă de rețea. Raportul de țară al Comisiei Europene pentru 2026 identifică infrastructura de transport și distribuție printre principalele vulnerabilități structurale ale României.

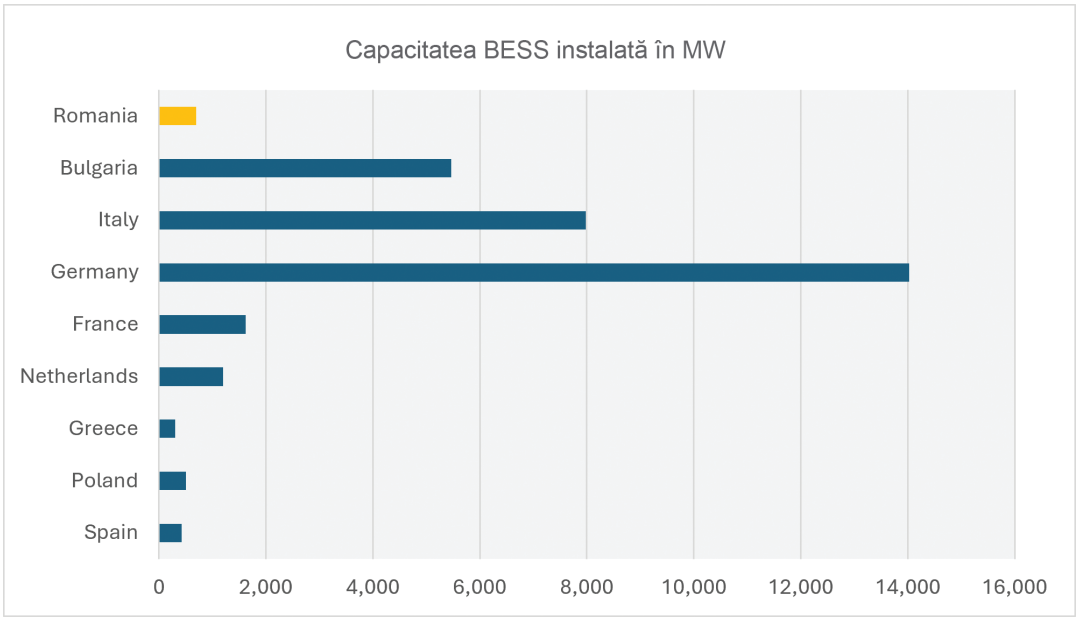


Figura 1. Capacitatea BESS instalată în țări selectate din UE, în MW, în semestrul II 2026, inclusiv proiectele co-locate
Sursa: Enery, pe baza datelor ENTSO-E și a estimărilor proprii

Pentru investitori, această evoluție a schimbat și ecuația economică a unui proiect. În trecut, valoarea putea fi estimată, în linii mari, ca produs între capacitatea instalată, producția estimată și un preț relativ constant al energiei. Astăzi, rata de captare a prețului (capture rate) a devenit o componentă esențială a acestei ecuații și tinde să scadă pe măsură ce tot mai multă producție se concentrează în aceleași ore ale zilei.

Piața a început deja să reflecte această dinamică. În cazul proiectelor fotovoltaice, ratele de captare au rămas relativ stabile în ultimii patru ani și se mențin, în continuare, la niveluri care nu afectează bancabilitatea proiectelor.

Rolul stocării energiei

România a încheiat primul trimestru al anului 2026 cu aproximativ 1.130 MWh de capacitate BESS operațională, față de mai puțin de 300 MWh cu un an înainte. Potrivit estimărilor Transelectrica, pentru integrarea capacităților regenerabile planificate până în 2030, România va avea nevoie de aproximativ 10–20 GWh de stocare în baterii.

La Enery, am urmărit deja o dată această evoluție. Operăm cel mai mare portofoliu de sisteme de stocare în baterii din Bulgaria, unde piața a urmat același tipar pe care începe să îl vedem acum în România. În România, dezvoltarea capacităților de stocare va fi determinată în primul rând de argumentele economice și de semnalele pieței.

Din această experiență se desprinde o lecție importantă: valoarea unui sistem de stocare depinde în mod direct de modul în care acesta este operat și tranzacționat. Durata de stocare, profunzimea ciclurilor de încărcare și descărcare și strategia de participare pe piețele de energie sunt, înainte de toate, decizii comerciale și abia apoi decizii tehnice.

Optimizarea pe mai multe piețe, nu doar pe una singură

Fundamentele pieței din România sunt favorabile activelor flexibile.

Principala limitare este însă adâncimea pieței, nu nivelul prețurilor, iar o anumită saturație este de așteptat în următorii unu-doi ani. Oportunitatea rămâne semnificativă, însă niciun produs de piață, luat individual, nu are suficientă

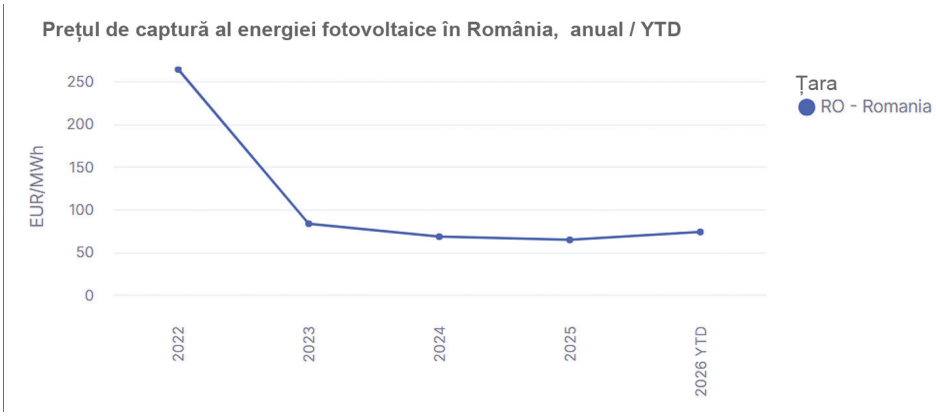


Figura 2. Prețul anual de captare al energiei fotovoltaice în România
Sursa: Enery, pe baza datelor ENTSO-E și a estimărilor proprii

adâncime pentru a absorbi capacitățile BESS aflate în prezent în construcție.

O abordare mai robustă este optimizarea simultană a unui activ pe mai multe piețe: piața pentru ziua următoare (PZU), piața intrazilnică continuă și licitațiile intrazilnice, precum și pieţele de capacitate și energie de echilibrare prin aFRR și mFRR și, odată ce procesul de precalificare va fi pe deplin implementat, FCR.

Arhitectura pieței europene a evoluat în aceeași direcție. Începând cu 1 octombrie 2025, piața pentru ziua următoare funcționează cu intervale de 15 minute în toate zonele de ofertare cuplate, inclusiv în România, fiind astfel aliniată cu tranzacționarea intrazilnică și cu perioada de decontare a dezechilibrelor. Trecerea de la 24 la 96 de produse pe zi reprezintă o schimbare semnificativă.

De ce are nevoie România în continuare

Cea mai mare parte a cadrului necesar există deja, iar direcția este relativ clară. Câteva evoluții ar putea accelera însă procesul: încheierea primelor finanțări la scară largă pentru proiecte BESS, o mai bună înțelegere de către finanțatori a modelului economic al acestor proiecte și

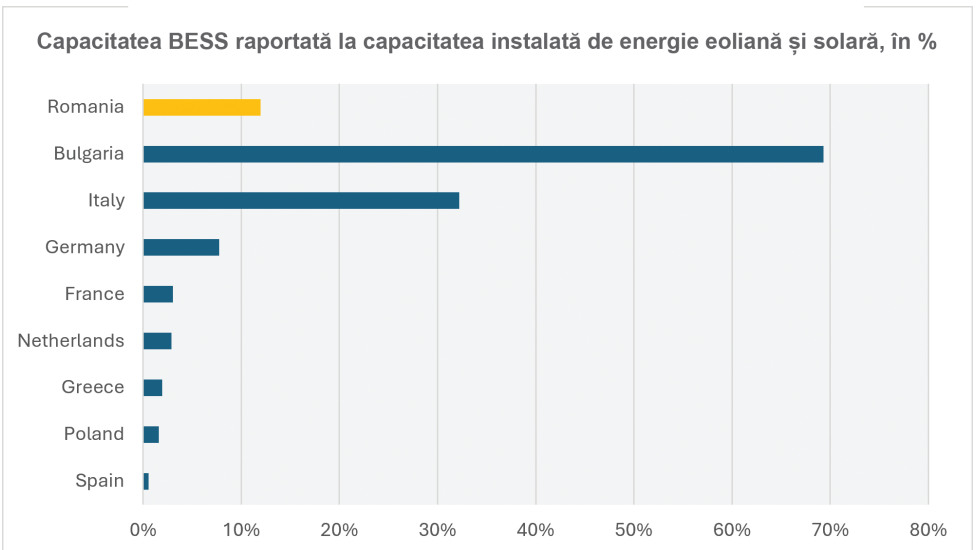


Figura 3. Capacitatea instalată BESS, în GW, raportată la capacitatea instalată de energie eoliană și solară, în GW
Sursa: Enery, pe baza datelor ENTSO-E și a estimărilor proprii

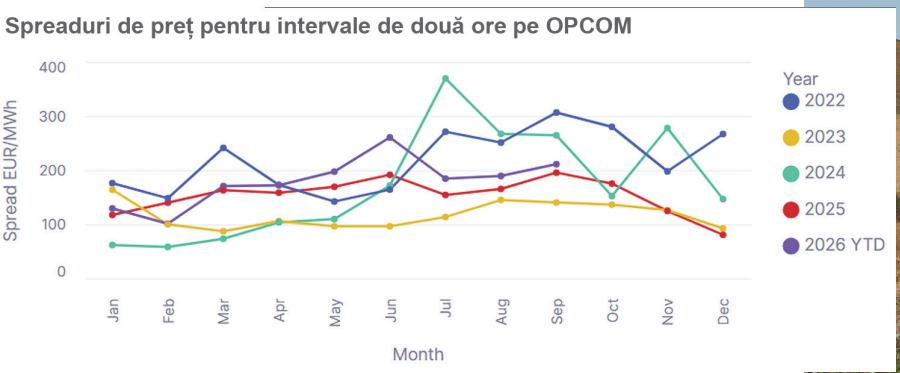


Figura 4. Spread-uri de preț pentru intervale de 2 ore pe OPCOM

trecerea către structuri de finanțare mai complexe, care combină expunerea la piață cu venituri contractate.

Un alt element esențial, și poate cel mai valoros lucru pe care România îl poate oferi investitorilor în următorii cinci ani, nu este o nouă schemă de sprijin. Este predictibilitatea: încrederea că regulile aplicabile astăzi vor rămâne valabile și peste zece ani.

România a petrecut ultimul deceniu demonstrând că proiectele de energie regenerabilă pot fi dezvoltate aici la scară largă. Acest lucru nu mai este pus sub semnul întrebării. Următoarea etapă este despre modul în care aceste capacități sunt operate și despre cum poate fi menținut un sistem cu 10 GW de energie solară, mai puțin cărbune și o rețea tot mai solicitată, fără a compromite echilibrul, accesibilitatea prețurilor și siguranța alimentării. Răspunsul va depinde mai puțin de numărul de panouri și turbine și mai mult de baterii, consum flexibil și modul în care toate aceste resurse sunt integrate și valorificate pe piață.

În cele din urmă, consumatorii sunt cei care vor beneficia. Bulgaria, cu 7,2 GW de capacitate solară la scară comercială și peste 15 GWh de capacitate BESS operațională, înregistrează prețuri cu aproximativ 7% mai mici decât România, care dispune de 3,1 GW, respectiv 1,4 GWh. În mod normal, schimburile transfrontaliere ar contribui la reducerea unei astfel de diferențe. Însă capacitatea de interconexiune este limitată: odată ce aceasta este utilizată integral, cele două piețe se decuplează, iar prețul din România se stabilește la un nivel mai ridicat.

O diferență de 7% poate părea modestă, dar aplicată întregului consum de energie electrică al unei țări, impactul devine semnificativ. La prețurile actuale de piață, aceasta ar echivala cu un cost suplimentar de peste 430 de milioane EUR pe an pentru consumatorii din România.

Stocarea – baza unui sistem energetic mai flexibil

România intră într-o nouă etapă a tranziției energetice. Pe măsură ce capacitățile fotovoltaice și eoliene continuă să crească, accentul se mută de la instalarea de noi capacități la integrarea lor eficientă în sistem. Stocarea devine o piesă centrală a acestei ecuații, iar ritmul investițiilor, schimbările de reglementare și particularitățile pieței locale conturează România drept una dintre cele mai dinamice din Europa Centrală și de Est.

IRENE MIHAI,
Policy Director RPIA

Mixul energetic, atât național, cât și european, trece printr-o transformare accelerată, de la un sistem bazat pe combustibili fosili la un model tot mai descentralizat, în care ponderea surselor intermitente este în creștere. România, campionul european al energiei regenerabile, conform The Economist, reflectă cel mai bine această evoluție. Din 2022 până în prezent, în sistemul energetic național au fost adăugați 7 GW de capacități fotovoltaice, atât în parcuri de mari dimensiuni, cât și în instalații aparținând prosumatorilor, complementați de câteva sute de MW de proiecte eoliene. Drept rezultat, în funcție de anotimp, între 35% și 70% din producția diurnă este furnizată de capacitățile regenerabile.

Creșterea ponderii surselor intermitente aduce, însă, anumite provocări. Dat fiind că producția depinde de disponibilitatea resursei, nu există întotdeauna o suprapunere între generare, a cărui vârf este în jurul orelor prânzului, și consum, care este cel mai mare în intervalele de seară, creându-se așa-numita curbă a rației. Decalajul dintre cerere și ofertă impune adoptarea unor soluții care să permită transferul energiei din perioadele cu excedent către cele cu vârf de consum. Stocarea răspunde acestei nevoi, contribuind la creșterea flexibilității sistemului, la echilibrarea cererii cu oferta și la reducerea volatilității prețurilor. Totuși, pentru ca sistemele de baterii să poată fi dezvoltate rapid, este nevoie de un cadrul de reglementare adaptat, care să țină pasul cu evoluția pieței.

	Prevederi relevante pentru stocare
Recomandarea Comisiei din 14 martie 2023 privind stocarea energiei - 2023/C 103/01	**Statelor membre le este recomandat să:** ● elimine barierele de reglementare ● adapteze tarifele de rețea la caracterul dual consumator-producător al stocării, inclusiv prin eliminarea dublei taxări ● faciliteze procedurile de autorizare, ● includă obiective și măsuri privind stocarea în planurile ● evalueze nevoia de flexibilitate în planificarea rețelei ● identifice nevoile de finanțare și dacă serviciile de sistem sunt remunerate corespunzător ● susțină cercetarea și inovarea în sector.
Regulamentul (UE) 2019/943 privind piața internă de energie electrică, modificat prin Regulamentul (UE) 2024/1747 în ceea ce privește îmbunătățirea organizării pieței energiei electrice a Uniunii	Statele membre trebuie să evalueze necesarul de flexibilitate și să stabilească un obiectiv național privind nevoia de flexibilitate din surse nefosile, incluzând contribuția specifică a stocării energiei (Art. 19e, 19f). Dacă investițiile sunt insuficiente, pot fi introduse scheme de sprijin dedicate (Art 19h).
Directiva (UE) 2019/944 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică, modificată prin Directiva (UE) 2024/1711 în ceea ce privește îmbunătățirea organizării pieței energiei electrice a Uniuni	Definește stocarea energiei și instalația de stocare, introducând, de asemenea, prevederi legate de eliminarea barierelor nejustificare pentru investițiile în stocare. Complementar, Directiva introduce posibilitatea ca operatorii de distribuție să achiziționeze servicii de flexibilitate de la instalații de stocare, reglementând participarea acestora la servicii de sistem.
AccelerateEU - Energy Union, COM (2026) 370 final	Stocarea este identificată drept o componentă fundamentală pentru reziliența sistemului energetic european. Necesarul estimat până în 2030 este de 200 GW, ceea ce marchează o creștere de aproximativ patru ori a capacității curente de 55 GW.
Acordul Tripartit pentru Stocarea Energiei - 26 iunie 2026	Primul acord tripartit al UE dedicat stocării energiei. Scopul său este accelerarea pe termen scurt a implementării instalațiilor de stocare și include angajamente naționale privind capacitățile care urmează să fie dezvoltate în perioada 2026–2028, totalizând 30-35 GW.

Cadrul de reglementare și piața din România în context european

Obiectivul european privind stocarea este de a atinge o capacitate instalată de 200 GW până în 2030. Totuși, în pofida rolului său tot mai important, la nivelul Uniunii nu există – încă - un cadru unic dedicat acestui segment. Legislația și inițiativele adoptate în ultimii ani converg însă spre aceeași direcție – facilitarea investițiilor și eliminarea barierelor care pot încetini dezvoltarea stocării.Evoluțiile conturate pe plan european se reflectă în cadrul de reglementare național. Astfel, în ultimii ani, România a întreprins o serie de acțiuni pentru a facilita dezvoltarea stocării, atât prin înlăturarea unor bariere economice, cât și prin simplificarea procesului de autorizare. Un pas important în această direcție a fost adoptarea Ordonanței de Urgență nr. 134/2024, care a creat cadrul primar pentru eliminarea dublei taxări. Ulterior, prin Ordinul ANRE nr. 56/2025 a fost operaționalizată exceptarea energiei extrase din rețea, stocată și reintrodusă în sistem, de la plata tarifului de transport și distribuție aferent extragerii și pentru serviciile de sistem.

Eliminarea dublei taxări, alături de schemele de sprijin finanțate prin Planul Național de Redresare și Reziliență (sub-măsura I.4.3) și Fondul pentru Modernizare (apelul

PFM/530/PFM_P1/NA) au contribuit la accelerarea dezvoltării sistemelor de mari dimensiuni. Astfel, în mai puțin de un an, capacitatea totală instalată a depășit pragul de 1,2 GW (2,3 GWh), dintre care peste 700 MW au fost adăugați în primele opt luni ale lui 2026. O dinamică similară este observată și în segmentul generării distribuite, unde numărul prosumatorilor care dețin instalații de stocare s-a mai mult decât dublat de la începutul anului, depășind, de asemenea, 1 GW instalat (estimativ 1,6 GWh). Potențialul de creștere continuă să fie ridicat, în special în contextul accelerării investițiilor în capacități fotovoltaice și eoliene, pentru integrarea cărora operatorul de transport și sistem, Transelectrica, estimează un necesar de 10 – 20 GWh până în 2030.

România se remarcă, însă, nu doar prin ritmul de creștere al capacităților de stocare, ci și prin momentul în care acestea sunt integrate în dezvoltarea noilor proiecte regenerabile. Spre deosebire de pieţele mai mature, unde bateriile au început să fie adăugate după ce volume semnificative de capacități solare și eoliene erau deja instalate, pe piața locală hibridizarea are loc încă dintr-o etapă timpurie. Astfel, dezvoltarea stocării avansează aproape în paralel cu extinderea noilor capacități regenerabile, reducând decalajul dintre instalarea surselor intermitente și apariția infrastructurii necesare pentru integrarea lor.

Finanțarea capacităților de stocare și surse de venit

Din perspectiva finanțării, dezvoltarea proiectelor de stocare de mari dimensiuni este susținută atât de diversificarea surselor de venit disponibile pe piață, cât și de accesul la finanțare nerambursabilă, prin apelurile dedicate. În cazul veniturilor din exploatarea activelor, pe

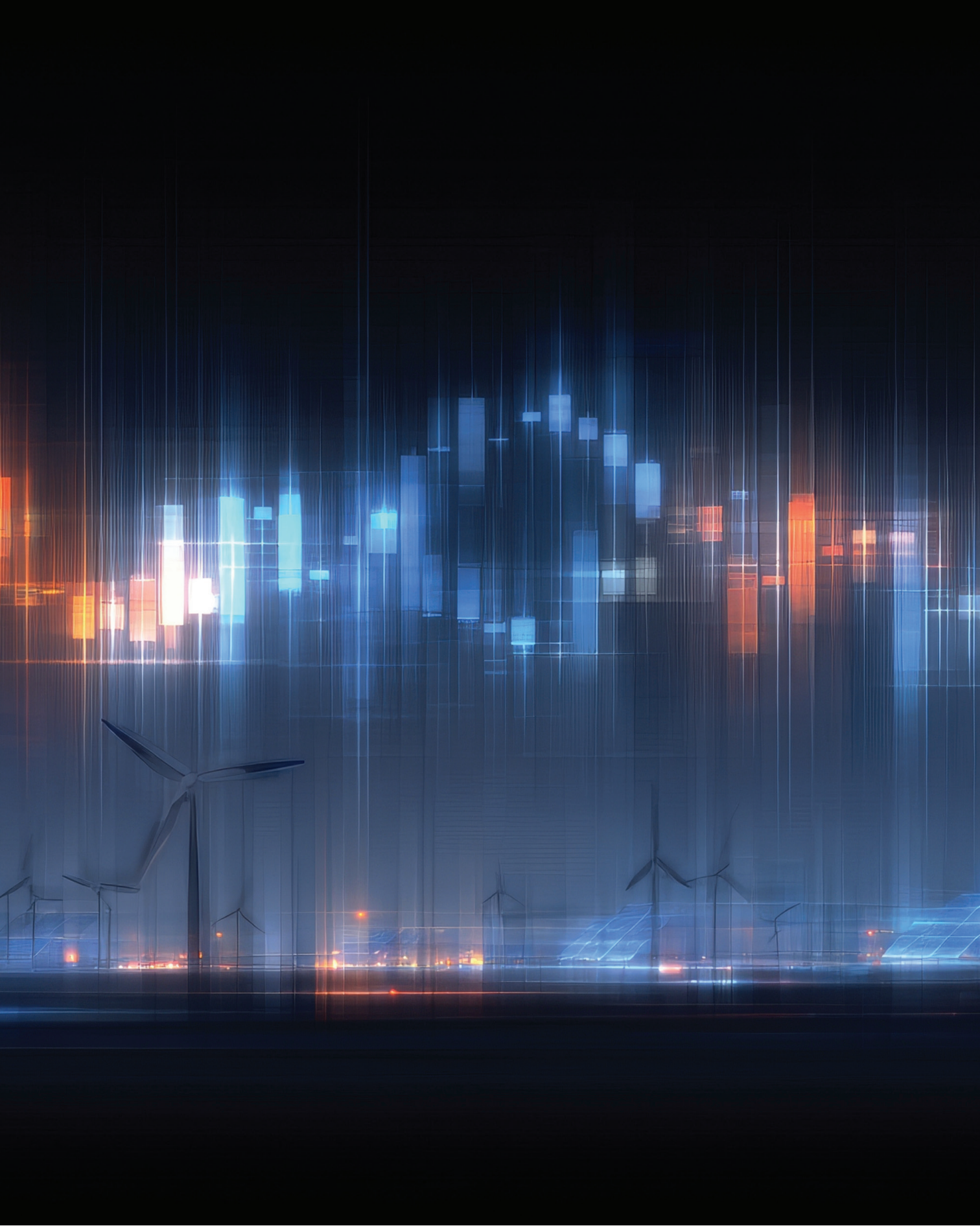
	RSF	RRFa	RRFm
Stadiul pieței	**Operațională**		
Achiziție	**Licitații zilnice Transelectrica**		
Cerințe de activare	Automată, proporțională cu abaterea de frecvență, iar timpul de activare completă să nu depășească 30 de secunde.	Automată; timp de activare completă - 5 minute	Manuală; timp de activare completă - 12,5 minute
Timp minim de livrare	Cel puțin 15 minute	15 minute	5 minute
Rezerve	Bandă simetrică	Creștere și reducere	Creștere și reducere
Remunerare	Pay-as-bid	Capacitate: pay-as-bid; energie activată: pay-as-cleared	Plăți pentru capacitatea mFRR rezervată și pentru energia de echilibrare activată

lângă arbitrajul pe piețele spot, sistemele de baterii pot participa la piețele de echilibrare și de rezerve de sistem.

Adițional, investițiile în stocare beneficiază și de acces la finanțare nerambursabilă prin scheme dedicate. Cel mai recent apel, lansat prin Fondul pentru Modernizare, vizează dezvoltarea de baterii de sine stătătoare, conectate la rețeaua de transport sau distribuție. Schema dispune de un buget de 150 mil. EUR și finanțează proiecte cu o putere minimă de 1 MW și o durată de descărcare de cel puțin două ore, iar ajutorul este plafonat la 69.000 EUR/MWh și 15 mil. EUR per întreprindere. Selecția proiectelor se realizează prin procedură competitivă, în funcție de nivelul ajutorului solicitat per MWh, iar obiectivul schemei este instalarea a cel puțin 2.174 MWh de capacitate nouă.

Sprijinul public se extinde și asupra segmentului distribuit, prin programul Casa Verde Baterii, care urmărește susținerea implementarea sistemelor de stocare asociate instalațiilor fotovoltaice rezidențiale. Pentru 2026, bugetul aprobat este de 400 mil. lei, cu o finanțare de maxim 75% din valoarea investiției, în limita a 15.000 lei per beneficiar, pentru instalații cu o capacitate minimă de 10 kWh.

Ritmul accelerat al investițiilor și consolidarea mecanismelor de sprijin poziționează România printre piețele de stocare cu cea mai rapidă dezvoltare din regiune și una dintre piețe din Europa Centrală și de Est.



4

Capital, risc și bancabilitate

După PNRR: cum se schimbă finanțarea europeană după 2028

Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene, MIPE

Planul Național de Redresare și Reziliență a fost, pentru România, mai mult decât un exercițiu de absorbție a unor fonduri europene: a fost piatra de încercare a unui nou mod de a construi politici publice, în care finanțarea urmează performanța, iar reforma precede investiția. Aprobat în 2021, cu o valoare inițială de 29,18 miliarde de euro, Planul a trecut prin două revizuiri majore – în 2023, sub presiunea războiului din Ucraina și a nevoii de a consolida securitatea energetică prin capitolul REPowerEU, și în 2025, când accentul s-a mutat decisiv către realism: concentrarea resurselor pe proiectele mature, cu șanse reale de finalizare. În etapa finală de implementare, cu a treia revizuire aproape încheiată și înainte de 31 august 2026 drept linie de sosire pentru ultimele jaloane și ținte, PNRR se apropia de o valoare estimată de 20,1 miliarde de euro – un portofoliu mai mic decât cel proiectat inițial, dar, tocmai de aceea, mai aproape de ceea ce România poate cu adevărat duce la capăt.

Această evoluție nu este o poveste despre reducere, ci despre învățare. Mecanismul de Redresare și Reziliență a fost gândit și lansat într-un ritm fără precedent, ceea ce a însemnat, inevitabil, jaloane numeroase și, uneori, excesiv de detaliate, proceduri de modificare rigide și un efort administrativ considerabil pentru instituțiile chemate să coordoneze, să monitorizeze și să auditeze simultan zeci de reforme și investiții. Lecția centrală pe care România o duce mai departe, spre viitoarele instrumente europene, este aceea că succesul unui program de asemenea amploare nu se măsoară doar în bani alocați, ci în capacitatea reală de guvernanță: obiective clar formulate, un număr rezonabil de indicatori, proceduri flexibile și o coordonare instituțională susținută printr-un dialog constant cu beneficiarii.

În sectorul energiei regenerabile, această lecție capătă un contur foarte concret. PNRR a finanțat, printre altele, noi capacități de producție de energie eoliană și solară, măsuri de eficiență energetică industrială și, prin capitolul REPowerEU, scheme de granturi pentru gospodăriile care doresc să treacă la surse regenerabile sau să își îmbunătățească eficiența energetică – completate de fondul dedicat Valului Renovării, cel mai amplu program

de acest tip derulat vreodată în România. Cifrele arată angajament; ceea ce arată, în schimb, experiența acumulată este că principala provocare nu mai ține de disponibilitatea resurselor financiare, ci de capacitatea de absorbție: fragmentarea intervențiilor, nevoia de coordonare între politicile de producție, rețele, stocare și digitalizare a sistemului energetic, precum și maturitatea insuficientă a unora dintre proiecte. Transformarea alocărilor în rezultate măsurabile pentru economie și pentru cetățeni depinde, în continuare, de portofolii de proiecte mature, de capacitate instituțională consolidată la nivelul beneficiarilor și de un echilibru mai bine calibrat între granturi și instrumente financiare.

Ceea ce urmează nu este o pauză, ci o continuitate cu miză socială. Planul Național Social pentru Climă, pe care Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene îl coordonează în calitate de autoritate națională, va prelua, prin Fondul Social pentru Climă, misiunea de a proteja gospodăriile vulnerabile, utilizatorii vulnerabili ai serviciilor de transport și microîntreprinderile afectate de introducerea sistemului ETS2. Experiența eficienței energetice acumulată prin PNRR – panouri fotovoltaice, capacități de stocare, soluții care s-au dovedit eficiente în practică – devine astfel punctul de plecare pentru intervenții complementare, adaptate inclusiv prin contorizare inteligentă și management inteligent al consumului, menite să continue sprijinul pentru cei mai expuși riscului de vulnerabilitate energetică și după 2027.

Dincolo de acest orizont apropiat se conturează arhitectura financiară a următorului deceniu european. Cadrul Financiar Multianual 2028-2034, așa cum a fost propus de Comisia Europeană în iulie 2025, plasează tranziția energetică în centrul priorităților: energie curată și infrastructură, eficiență energetică și decarbonizare, stocare, rețele inteligente de transport și distribuție, corelate cu Rețeaua Trans-Europeană de Energie și cu obiectivele Pactului pentru o industrie curată. Pentru România, principalul instrument prin care aceste priorități se vor traduce în investiții concrete va fi Planul de Parteneriat Național și Regional, al cărui proces de pregătire începe încă din acest an, urmând ca depunerea la Comisia Europeană să

înceapă din iulie 2027, cu termen final la 31 ianuarie 2028.

Dacă PNRR a fost instrumentul prin care România a accelerat dubla tranziție, verde și digitală, ceea ce urmează – Planul Național Social pentru Climă și, ulterior, Planul de Parteneriat Național și Regional – are misiunea de a consolida ce s-a construit până acum și de a asigura continuitatea investițiilor, cu un accent tot mai pronunțat pe reziliența socială, pe reducerea vulnerabilității energetice și pe competitivitatea economiei românești.

Lecția centrală pe care România o duce mai departe, spre viitoarele instrumente europene, este aceea că succesul unui program de asemenea amploare nu se măsoară doar în bani alocați, ci în capacitatea reală de guvernanță: obiective clar formulate, un număr rezonabil de indicatori, proceduri flexibile și o coordonare instituțională susținută printr-un dialog constant cu beneficiarii.

Finanțarea următoarei tranziții energetice a României

GEORGE GKIAOURIS
Director interimar, Energy Europe, Banca Europeană pentru Reconstrucție și Dezvoltare (BERD)

În ultimii trei ani, BERD a contribuit la finanțarea a 15 proiecte de energie regenerabilă în România, sprijinind implementarea a aproape 3 GW de capacitate de energie regenerabilă. Prin angajamente directe de peste 500 de milioane de euro, Banca a mobilizat, de asemenea, încă 1,1 miliarde de euro de la creditori comerciali, investitori instituționali și parteneri de finanțare a dezvoltării. Această experiență ne oferă o perspectivă unică asupra modului în care evoluează piața energetică din România și a ceea ce va fi necesar pentru a susține investițiile la scară largă.

Dacă există o lecție din această experiență, aceasta este că România nu suferă de o lipsă de capital. Suferă de o lipsă de proiecte bancabile.

Prin urmare, următoarea fază a tranziției energetice nu va fi definită de câte proiecte obțin autorizații, ci de câte pot ajunge la operare.

Acesta este un semn al unei piețe mature. Cu câțiva ani în urmă, discuția s-a concentrat pe posibilitatea de a finanța proiectele de energie regenerabilă. Astăzi, accentul se pune din ce în ce mai mult pe structurile de finanțare, vizibilitatea veniturilor, capacitatea rețelei, pregătirea pentru implementare și alocarea riscurilor. Capitalul rămâne disponibil, dar este din ce în ce mai selectiv.

Introducerea Contractelor pe Diferență a fost un pas important în consolidarea încrederii investitorilor și atragerea investițiilor private. Dezvoltarea continuă a contractelor corporative de achiziție a energiei bancabile extinde și mai mult opțiunile de finanțare și susține creșterea pieței.

Cu toate acestea, o lecție din experiența noastră recentă este clară: generarea singură nu va asigura următoarea fază a tranziției energetice.

Pe măsură ce penetrarea energiei regenerabile crește, flexibilitatea devine la fel de importantă ca noua capacitate de generare. Am observat o creștere bruscă a interesului pentru proiectele de stocare a energiei din baterii și ne așteptăm ca stocarea să devină o componentă fundamentală a sistemului energetic al României. Bateriile pot susține stabilitatea rețelei, pot evita restricțiile și pot reduce vârfurile excesive de prețuri. În timp, România va trebui, de asemenea, să dezvolte soluții de stocare pe termen lung, inclusiv hidroenergia prin pompare, pentru a completa bateriile și a consolida reziliența generală a

sistemului. Recunoscând această nevoie, BERD colaborează cu autoritățile române pentru a evalua cerințele viitoare de stocare și a dezvolta mecanisme de sprijin care ar putea contribui la bancabilitatea investițiilor în stocare pe termen lung. Următoarea provocare este crearea unor cadre comerciale durabile care să ofere vizibilitatea veniturilor necesară pentru a atrage investiții private la scară largă în sectorul de stocare.

În același timp, infrastructura rețelei trebuie să țină pasul cu implementarea rapidă a noilor active de generare. În întreaga Europă, investițiile în rețele devin una dintre provocările definitorii ale tranziției energetice, iar România nu face excepție. În multe cazuri, dezvoltarea energiei regenerabile avansează mai rapid decât extinderea rețelei necesare pentru conectarea și integrarea noii capacități.

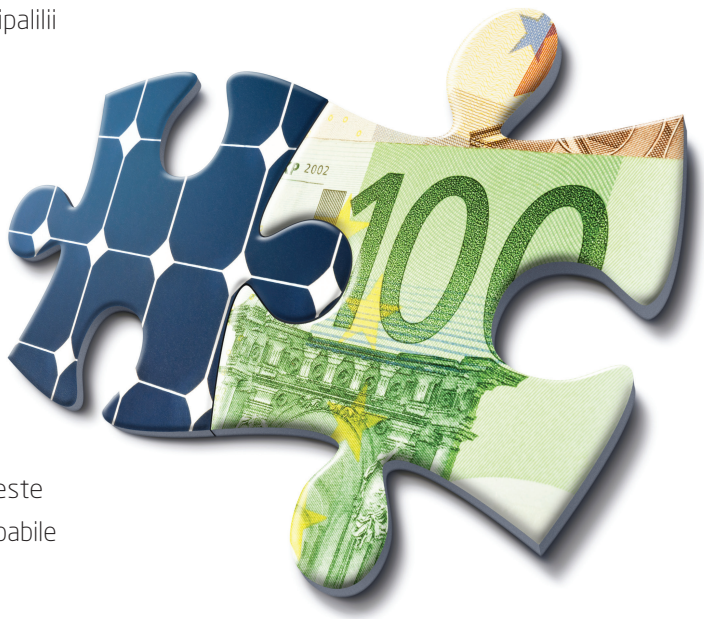
Din acest motiv, accelerarea investițiilor în rețelele de transport, inclusiv prin implementarea programului de investiții al Transelectrica, ar trebui considerată o prioritate strategică. O rețea reziliență și modernă nu este doar un obiectiv de infrastructură. Este o condiție prealabilă pentru menținerea încrederii investitorilor și deblocarea viitoarelor investiții în energie regenerabilă și stocare. Investiții similare în modernizarea și extinderea rețelei ar trebui să aibă loc la nivelul rețelelor de distribuție. În acest scop, în ultimii patru ani, BERD a finanțat cu sume importante principalilii operatori de rețea din România.

Privind mai departe, energia eoliană offshore reprezintă una dintre cele mai importante oportunități neexploatate ale României. BERD a fost mândră să sprijine autoritățile române în punerea bazelor dezvoltării energiei eoliene offshore în Marea Neagră, inclusiv identificarea zonelor concesionate cu o capacitate potențială estimată de 3,1 GW și dezvoltarea cadrului de reglementare pentru investițiile viitoare. Următoarea provocare este transpunerea acestui progres în proiecte investibile, capabile să atragă capital privat la scară largă. Acest lucru va necesita predictibilitate de reglementare, dezvoltare la timp a rețelei și o foaie de parcurs clară pentru investiții.

Finanțarea publică are, de asemenea, un rol important de jucat. Instrumente precum Fondul de Modernizare pot ajuta la abordarea lacunelor specifice ale pieței și la îmbunătățirea bancabilității proiectelor. Succesul lor, însă, ar trebui măsurat prin capacitatea lor de a mobiliza capital privat, mai degrabă decât de a-l înlocui.

România intră în această următoare fază dintr-o poziție de forță. Țara are resurse regenerabile abundente, o serie de proiecte în creștere și un interes tot mai mare al investitorilor. Prioritatea acum este de a se asigura că investițiile în generare, stocare și rețele evoluează împreună.

Măsura succesului nu ar trebui să fie doar volumul de capacități (în GW) aflate în curs de dezvoltare care a fost anunțat. Aceasta ar trebui să fie reprezentată de volumul de capital privat investit în sector, de oportunitățile de angajare create de acest volum de investiții și de reziliența sectorului energetic din România în fața șocurilor energetice externe tot mai frecvente, fără a afecta semnificativ consumatorii de energie.



Rolul BEI în următoarea etapă de investiții

MARIUS CARA
Șeful Biroului Grupului BEI în România

Piața energiei regenerabile din România a intrat într-o nouă etapă decisivă. După ani în care încrederea investitorilor a fost reconstruită, România a devenit una dintre cele mai dinamice piețe de energie curată din Europa Centrală și de Est. Discuția nu mai este despre ambiții sau despre portofoliile de proiecte. Este despre implementare: aducerea proiectelor la închiderea financiară, conectarea lor la rețea și transformarea investițiilor în valoare economică pe termen lung.

Tranziția are o importanță care depășește cu mult România. Pe măsură ce Europa avansează cu Pactul pentru o industrie curată și își consolidează securitatea energetică, electricitatea curată, accesibilă, sigură și produsă pe plan intern a devenit un activ strategic pentru competitivitate și reziliență industrială.

Pentru Banca Europeană de Investiții (BEI), instituția de creditare a Uniunii Europene și Banca UE pentru climă, sprijinirea următoarei etape de dezvoltare a pieței înseamnă mai mult decât furnizarea de finanțare pe termen lung. Experiența noastră în finanțarea proiectelor de energie regenerabilă din Europa arată că investițiile se accelerează atunci când pregătirea proiectelor, buna guvernanță, autorizarea, dezvoltarea rețelelor, finanțarea și predictibilitatea cadrului de reglementare avansează împreună. Atunci când unul dintre aceste elemente rămâne în urmă, investițiile încetinesc – indiferent cât de solid ar fi portofoliul de proiecte.

În această etapă, rolul BEI evoluează, la rândul său. Dacă primul val de investiții în energie regenerabilă s-a concentrat în principal pe finanțarea proiectelor individuale, etapa următoare presupune consolidarea întregului ecosistem de investiții. Asta înseamnă mobilizarea finanțării pe termen lung, sprijinirea pregătirii de calitate a proiectelor, îmbunătățirea alocării riscurilor, investiții în rețele electrice, stocare și flexibilitate, promovarea unor standarde solide de guvernanță și sustenabilitate și atragerea de capital privat suplimentar.

Mixul de energie regenerabilă al României reflectă această evoluție. Hidroenergia rămâne coloana vertebrală a producției

> ***Mixul de energie regenerabilă al României reflectă această evoluție. Hidroenergia rămâne coloana vertebrală a producției de energie electrică din surse regenerabile, în timp ce investițiile în fotovoltaice impulsionează un nou ciclu de creștere.***

de energie electrică din surse regenerabile, în timp ce investițiile în fotovoltaice impulsionează un nou ciclu de creștere. Parcurile fotovoltaice de mari dimensiuni se dezvoltă rapid, susținute de Fondul pentru modernizare, Mecanismul de redresare și reziliență, introducerea Contractelor pentru Diferență și cererea tot mai mare a companiilor pentru energie electrică curată.

Finanțarea recentă de 34 de milioane de euro acordată de BEI pentru trei parcuri fotovoltaice din regiunea Oltenia ilustrează modul în care această abordare funcționează în practică. Parte a unui pachet de finanțare de 121 de milioane de euro, proiectul va adăuga 190 MW de capacitate regenerabilă – suficientă pentru a furniza energie electrică curată pentru peste 160.000 de gospodării.

Următoarea provocare nu mai ține doar de producția de energie regenerabilă. Portofoliul tot mai mare de proiecte din România evidențiază și nevoia unor rețele electrice mai puternice, a sistemelor de stocare în baterii și a unei flexibilități sporite a sistemului. Următorul gigawatt de energie regenerabilă își va putea valorifica pe deplin potențialul numai dacă va fi susținut de infrastructura capabilă să îl integreze eficient în sistemul electroenergetic.

Un cadru de reglementare stabil, procese eficiente de autorizare și cooperarea strânsă dintre autoritățile publice, instituțiile financiare și dezvoltatorii privați s-au dovedit la fel de importante ca accesul la capital.

Tranziția este impulsionată tot mai mult și de mediul de afaceri. Potrivit Sondajului BEI privind investițiile 2025, 76% dintre companiile din România resimt deja efectele fizice ale schimbărilor climatice, iar 96% au implementat măsuri pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră. Aproape jumătate au investit în producerea sau achiziția de energie din surse regenerabile, peste două treimi au investit în eficiență energetică, iar 61% au investit în tehnologii mai curate – mult peste media UE. Investițiile climatice nu mai reprezintă doar o chestiune de conformare; ele devin un factor de reziliență, productivitate și competitivitate.

În calitate de Bancă a UE pentru climă, BEI avansează semnificativ către îndeplinirea angajamentului de a sprijini investiții verzi în valoare de 1.000 de miliarde de euro în perioada 2021-2030. În 2025, 57% din finanțările noastre – 57 de miliarde de euro – au susținut acțiunea climatică și sustenabilitatea mediului, inclusiv energia regenerabilă, rețelele electrice, transportul sustenabil și tehnologiile curate inovatoare.

Tranziția verde prin lentila sustenabilității financiare

COSMIN MARINESCU
VICEGUVERNATOR
Banca Națională a României

Tranziția verde nu mai este demult doar un obiectiv de mediu, ci este parte integrantă dintr-un proces amplu și profund de transformare a modelului de creștere economică pe direcțiile sustenabile ale competitivității și rezilienței. În prezent, riscurile climatice sunt factori importanți în asigurarea securității economice și energetice. Experiența ultimilor ani, inclusiv criza recentă din Orientul Mijlociu, ne arată că dependența de un furnizor, de o rută de transport sau de o anumită tehnologie ar putea transforma mobilitatea geografică sau securitatea energetică în surse majore de vulnerabilitate macroeconomică.

Riscurile climatice trebuie gestionate inteligent

O analiză riguroasă a implicațiilor climatice asupra economiei și sectorului financiar trebuie să aibă în vedere cele două categorii principale de riscuri.

Este vorba, pe de o parte, despre riscurile fizice, care se pot manifesta fie acut, prin intensificarea unor fenomene meteorologice extreme, cât și cronic, prin etape de secetă persistentă și creșterea temperaturilor medii. Aceste efecte se acumulează lent, dar se pot materializa brusc, adesea simultan în plan regional. Un exemplu relevant îl reprezintă episoadele de căldură extremă care au afectat Europa începând cu luna mai din acest an, urmate de valuri succesive de caniculă în iunie și iulie. Deficitul de precipitații și temperaturile ridicate din întreaga zona a bazinului Dunării au determinat o secetă hidrologică severă afectând, printre altele, producția de energie electrică a centralelor nucleare de la Paks (Ungaria) și Cernavodă (România). Am observat recent că debitul Dunării s-a redus, la intrarea în țară, la aproape o treime față de media multianuală a perioadei (1600-1700 m3/s în iulie 2026 comparativ cu media de 4700 m3/s).

Pe de altă parte, riscurile de tranziție sunt deosebit de relevante, fiind rezultate ale modificărilor legislative, tehnologice și de piață asociate procesului de decarbonizare. Ambele categorii de riscuri generează un impact semnificativ asupra economiei, deopotrivă direct, prin afectarea producției și a preferințelor de consum, precum și a valorii activelor și a prețurilor, în special atunci când sunt perturbate producția de energie sau producția agricolă, cât și indirect prin diverse efecte de runda a doua. Acestea se pot transmite prin deteriorarea pozițiilor din bilanțul companiilor sau prin efecte de avuție, și pot fi amplificate prin creșterea aversiunii la risc a investitorilor și a piețelor financiare.

Inacțiunea sau intervenția neadecvată, târzie ori prin politici și măsuri strict reactive, ar putea fi sinonime cu pierderi

importante în materie de stabilitate și sustenabilitate financiară, erodând potențialul de creștere economică.

Interes comun, dar roluri diferite

În ultimii ani, numeroase bănci centrale au integrat deja riscurile climatice în analizele macroeconomice interne, în vederea evaluării riscurilor specifice la adresa stabilității financiare și în privința cadrului de supraveghere. De exemplu, Banca Centrală Europeană colaborează îndeaproape cu Network for Greening the Financial System (NGFS) și Banca Reglementelor Internaționale (Bank for International Settlements – BIS) pentru dezvoltarea scenariilor climatice relevante, a instrumentelor de evaluare a riscurilor de mediu și integrarea acestora în activitatea pe care o desfășoară conform mandatului său.

Banca Națională a României este membră a BIS încă din 1930, anul înființării acesteia, iar în septembrie 2020 a devenit membră a NGFS. Angajamentul nostru vizează în principal evaluarea și gestionarea corespunzătoare a riscurilor climatice în sectorul bancar, precum și promovarea dezvoltării finanțării verzi. Mobilizarea resurselor necesare finanțării tranziției revine însă, în principal, sectorului privat, în timp ce autorităților publice le revine responsabilitatea de a asigura un cadru coerent și predictibil de politici, favorabil investițiilor verzi.

Viabilitatea economică a proiectelor rămâne prioritară

Abordarea principială a BNR este aceea că tranziția verde nu trebuie nici tratată, și nici finanțată prin derogare de la standardele de prudență. În economia reală, capitalul nu urmează „eticheta verde" a unui proiect, ci se orientează în funcție de calitatea și viabilitatea economică a proiectelor de investiții, inclusiv în raport de capacitatea administrativă de implementare a acestora. A trata subiectul în orice alt registru, alternativ față de rigorile calculului economic, dezavantajează inițiatorul, finanțatorul, beneficiarii, dar și economia în general.

Ultimul Raport asupra stabilității financiare evidențiază vulnerabilitatea ridicată a României la dezastre naturale. Faptul că mai mult de două treimi dintre județele țării comportă un risc mediu și ridicat privind apariția unor fenomene extreme, precum inundații sau secetă, contribuie la creșterea incertitudinii, prin gradul mare de dispersie a potențialelor efecte negative asupra economiei.

Finanțarea verde se extinde, dar...

Datele noastre arată că investițiile private în îmbunătățirea eficienței energetice se mențin la un nivel modest în ultimii ani - numai 48% dintre firme declară astfel de investiții. De asemenea, deși finanțarea verde pare că se extinde rapid, expunerile băncilor față de sectoarele cu intensitate ridicată a emisiilor de carbon rămân încă predominante.

Companiile nefinanciare relevante din punct de vedere climatic joacă un rol în creștere în economia națională. La jumătatea anului trecut, acestea generau 37% din valoarea adăugată brută a economiei și angajau 30% din totalul salariaților companiilor nefinanciare. Volumul creditelor bancare acordate acestor companii se ridica, la final de martie 2026, la 86,6 miliarde lei, aproape jumătate din totalul portofoliului de credite către societățile nefinanciare. În Raportul anual 2025 al BNR este prezentată o evaluare a impactului variațiilor regionale ale temperaturii asupra creșterii economice. Creșterea temperaturii afectează producția agricolă, precum și productivitatea muncii și a capitalului. În schimb, în regiunile cu climat mai rece, creșterea temperaturii poate genera efecte favorabile, prin extinderea culturilor agricole sau prestarea unor servicii.

Pentru regiunile europene, estimările indică, în general, o relație negativă între evoluția temperaturii și PIB pe locuitor. Cele mai pronunțate efecte apar în cazul episoadelor prelungite de caniculă extremă, care ajung să afecteze sever sectoare importante sau chiar strategice, precum agricultura sau sectorul energetic. În aceste situații, impactul negativ asupra creșterii economice este semnificativ, în special în regiunile mai puțin dezvoltate (primele două decile ale PIB pe locuitor), unde scăderea estimată ajunge la circa 2,2 puncte procentuale.

Banca Națională a României va continua să sprijine, prin instrumente specifice atribuțiilor unei bănci centrale, dar și prin inițiative de educație financiară, tranziția verde inteligentă și gestionarea corespunzătoare a riscurilor climatice.

Pentru a proiecta o creștere economică durabilă avem nevoie de asumarea unui echilibru responsabil între obiectivele economice, sociale și cele de mediu, astfel încât balanța oportunităților să se completeze ascendent, în mod sustenabil.

De la riscul de preț la flexibilitate prin stocare: Evoluția finanțării celui de a doilea val al regenerabilelor

CĂTĂLIN CEPIȘCĂ,
Senior Director, Departamentul Energie, Metale și Utilități, Raiffeisen Bank România

Al doilea val al energiei regenerabile din România implică finanțarea succesivă a trei tipuri de risc: expunerea comercială, venituri stabilizate contractual și monetizarea flexibilității energiei.

Prima etapă a început în 2021–2022, când proiectele ready-to-build au atras finanțare de proiect pe baza previziunilor pe termen lung ale prețurilor energiei. În absența stabilizării veniturilor, riscul de piață a influențat dimensionarea datoriilor, profilurile de rambursare, nivelurile rezervelor și contribuția la capitalul propriu a sponsorului. Băncile locale au început să finanțeze proiecte cu expunerea comercială pe baza previziunilor independente de prețuri și a structurilor capabile să gestioneze volatilitatea. Raiffeisen Bank a jucat un rol de pionier în primele tranzacții de finanțare de proiecte din România pentru astfel de proiecte, validând un model care a deschis calea pentru investiții ulterioare.

Au urmat acordurile de achiziție de energie pe termen lung. În acest sens, mecanismul Contractelor pentru Diferența și licitațiile CfD pentru capacitatea eoliană și solară au fost decisive. După încheierea ciclului certificatelor verzi, investitorii și creditorii au câștigat vizibilitate a veniturilor pe un orizont compatibil cu finanțarea pe termen lung.

În a doua etapă, finanțarea este structurată în jurul perioadei CfD de 15 ani, plus construcția. Stabilizarea veniturilor reduce riscul pieței, în timp ce analiza se concentrează pe construcție, program, buget, performanță tehnică, disponibilitate rețea, dezechilibre și robustețe contractuală. Proiectele au ajuns la etapa de finanțare, evaluarea lor depinzând inclusiv de alocarea riscurilor între sposor, compania EPC, furnizori, operator și creditori.

Băncile sprijină antreprenorii EPC prin garanții de bună execuție, garanții de plată în avans și garanții care acoperă alte obligații în timpul construcției. Instrumentele de finanțare comercială facilitează producția, achiziționarea, transportul și livrarea echipamentelor.

A treia etapă integrează stocarea în arhitectura de finanțare. În completarea expunerii comerciale și a veniturilor stabilizate contractual, etapa actuală finanțează flexibilitatea energetică și monetizarea acesteia.

Proiectele de stocare și hibride susținute prin CfD progresează în paralel, o parte semnificativă fiind așteptată să înceapă operațiunile comerciale în 2027-2028.

Această evoluție reflectă maturitatea tehnologiilor eoliene și solare. Spre deosebire de primul val, când certificatele verzi au atenuat o gamă mai largă de riscuri și au accelerat investițiile, al doilea se bazează pe tehnologii dovedite comercial, lanțuri de aprovizionare dezvoltate și decenii de optimizare și reducere a costurilor. Provocarea constă în alocarea riscurilor comerciale, tehnice și de execuție către părțile cele mai bine plasate pentru a le gestiona.

Finanțarea proiectelor este modelul predominant pentru vehiculele de investiții dedicate, în timp ce grupurile de utilități integrate se bazează în principal pe finanțarea consolidată din bilanț. Proiectele independente păstrează structura clasică: un vehicul de proiect dedicat, finanțare bancară, un contract EPC, contracte de operare și întreținere, mecanisme de comercializare a energiei și parametri de rambursare și distribuție.

Pentru proiectele eoliene și solare, diferențele sunt determinate din ce în ce mai mult de strategiile de comercializare și de nivelul de risc asumat, mai degrabă decât de echipamente. De la expunerea comercială completă la structurile CfD, fiecare model implică propriul profil de risc și nivel de finanțare.

Accentul se mută de la construcție la operarea eficientă. Performanța va depinde de calitatea execuției, disponibilitatea tehnică, producție, costuri, gestionarea dezechilibrelor și strategia comercială.

Această schimbare duce la stocare. Concentrarea generării de energie solară în aceleași intervale de timp poate canibaliza prețurile și poate genera perioade cu prețuri foarte mici, zero sau negative, agravate de variabilitatea resursei. Stocarea oferă un răspuns, susținută de scăderea costurilor bateriilor.

Întrebările cheie se referă la dimensionare și utilizare: configurații de două sau patru ore, participarea la piețele de energie sau servicii auxiliare și adecvarea acordurilor de taxare. Aceste alegeri influențează bancabilitatea. Deoarece tehnologia și finanțarea stocării sunt mai puțin mature în comparație cu energia eoliană sau solară, procesul de finanțare pentru aceasta implică cerințe mai stricte pentru modelele finaciare, testele de sensibilitate, precum și forța financiară a investitorilor.

Transparența și excelența operațională se vor consolida împreună. Performanța trebuie comparată atât cu modelul financiar inițial, cât și cu active similare de pe aceeași piață. Datele centralizate, analizele avansate și inteligența artificială pot stabili repere pentru disponibilitate, producție, depreciere, costuri, venituri și ipotezele care stau la baza finanțării.

Următoarea transformare ar putea viza structura capitalului. Proiectele aflate în prezent în construcție vor deveni active operaționale cu rezultate dovedite în ceea ce privește producția, disponibilitatea și fluxul de numerar. Pe măsură ce portofoliile se maturizează, accentul se va îndrepta către refinanțare, agregare și optimizarea structurii capitalului.

Refinanțarea bancară, finanțarea la nivel de portofoliu și obligațiunile verzi sau de infrastructură garantate cu active regenerabile și de stocare pot defini următoarea etapă. Dacă ciclul actual este caracterizat de construcția accelerată de noi capacități, următorul s-ar putea concentra pe gestionarea și refinanțarea portofoliilor mature prin surse de capital mai diverse.

Per total, al doilea val al energiilor regenerabile implică atât creșterea capacității instalate, cât și maturizarea finanțării: de la proiecte expuse riscului de piață, la venituri stabilizate contractual, apoi flexibilitate prin stocare și, în cele din urmă, refinanțarea activelor operaționale și accesul la piețele de capital. Acesta marchează transformarea unei piețe emergente într-o clasă de active mature.

De la bancabil la asigurabil.
Gestionarea riscurilor mai devreme în proiectele BESS, eoliene și solare

PRESLAVA GENCHEVA
Commercial Strategy & Growth Manager Renewable Energy Insurance Broker (REIB)

Piața energiei regenerabile din România intră într-o etapă în care asigurarea terenului, tehnologiei și finanțării nu mai este suficientă. Accesul la rețea, garanțiile financiare, proiectarea tehnică, asigurările și cerințele finanțatorilor devin tot mai interconectate. Pentru investitori, acest lucru înseamnă un singur lucru: riscul trebuie introdus în discuția despre proiect mult mai devreme.

Un nou test de calitate a proiectelor

Piața energiei regenerabile din România intră într-o etapă mai matură. Întrebarea nu mai este doar câtă capacitate poate fi dezvoltată, ci care proiecte pot obține acces la rețea și finanțare, pot intra în construcție și pot rămâne reziliente odată devenite operaționale.

Pe măsură ce pipeline-ul de proiecte crește, accesul la rețea devine atât un test al angajamentului financiar, cât și al gradului de pregătire tehnică. În mai 2026, ANRE a majorat garanția financiară necesară pentru anumite proiecte de peste 1 MW de la 5% la 20% din tariful de racordare, fără TVA. În plus, la solicitarea autorizației de înființare este necesară acum o garanție suplimentară de 30 de euro/kW.

Direcția este clară: România dorește ca resursa de capacitate disponibilă în rețea să susțină proiectele pregătite să avanseze. Pentru investitori, acest lucru înseamnă că garanțiile financiare trebuie luate în calcul mult mai devreme în planificarea proiectului.

Aici contează și structura garanției. În funcție de cerința aplicabilă, o poliță de garantare poate reprezenta o alternativă la garanția bancară. Alegerea trebuie analizată împreună cu strategia mai largă de finanțare a proiectului, deoarece conservarea capacității de creditare bancară poate oferi o flexibilitate mai mare pentru alte nevoi ale proiectului.

Deciziile privind riscul se mută mai devreme în dezvoltarea proiectului

Același principiu se aplică și asigurărilor. Prea des, acestea intră în discuție atunci când construcția se apropie și multe dintre deciziile importante au fost deja luate.

Însă cât de ușor de asigurat este un proiect se stabilește mult mai devreme. Alegerea tehnologiei și a furnizorilor,

configurația proiectului, contractele EPC, garanțiile și condițiile de punere în funcțiune pot influența toate modul în care asigurătorii și finanțatorii evaluează un proiect. În cazul BESS, aceasta poate însemna integrarea sistemului, protecția la incendiu și testarea. În cazul proiectelor eoliene, tehnologia turbinelor, condițiile amplasamentului, transportul și instalarea, fiabilitatea componentelor și accesul pentru reparații pot avea un impact la fel de important asupra profilului de risc al proiectului.

Standardele recunoscute și testarea pot ajuta la demonstrarea faptului că riscurile au fost evaluate și diminuate în mod corespunzător. Dar principiul mai larg este simplu: ingineria de calitate, contractele clare și asigurările trebuie să funcționeze împreună, nu să fie tratate ca fluxuri de lucru separate.

Dacă aceste aspecte sunt abordate prea târziu, investitorii se pot confrunta cu costuri mai mari de asigurare, limitări ale acoperirii, cerințe tehnice suplimentare sau chiar modificări de proiectare. Schimbările ușor de gestionat pe hârtie pot deveni costisitoare după începerea achizițiilor sau a construcției.

Riscul cel mai ieftin de gestionat este adesea cel identificat înainte de începerea construcției.

Bancabilitatea trebuie menținută și după finalizarea construcției

Intrarea în operare comercială nu încheie discuția despre risc. Pentru finanțatori și investitori, capacitatea proiectului de a menține fluxuri de numerar predictibile după un eveniment major este la fel de importantă.

Expunerea diferă de la o tehnologie la alta. Un proiect BESS poate depinde de mai multe surse de venit și poate pierde venituri chiar și atunci când doar o parte a sistemului este indisponibilă. Un proiect eolian se poate confrunta cu perioade prelungite de indisponibilitate atunci când o componentă critică se defectează, iar echipamentele de înlocuire, navele specializate sau macaralele nu sunt disponibile imediat. În ambele cazuri, dauna fizică poate reprezenta doar o parte din pierderea financiară.

Protecția împotriva întârzierilor în construcție și a întreruperii activității trebuie, prin urmare, să reflecte proiectul concret, tehnologia și modelul său de venituri, și nu să urmeze o abordare standard, identică pentru toate proiectele.

Garanțiile pentru racordarea la rețea, asigurarea construcției, protecția împotriva întârzierilor și acoperirea operațională răspund unor riscuri diferite în etape diferite, dar au la bază același principiu: riscul trebuie structurat odată cu proiectul, nu adăugat ulterior.

La REIB, această abordare se bazează pe experiență practică dobândită în diferite tehnologii și piețe de energie regenerabilă. Cu peste 14 GWh de capacitate BESS și peste 7 GWp de proiecte solare asigurate, alături de o experiență extinsă în proiectele de energie eoliană, sprijinim investitorii pe întreg ciclul de viață al proiectului, de la evaluarea timpurie a riscurilor și soluțiile Grid Bond până la protecția în etapa de construcție, împotriva întârzierilor și în operare. Prin implicarea expertizei de asigurare încă din fazele timpurii ale proiectului, contribuim la alinierea deciziilor tehnice, a cerințelor de finanțare și a transferului de risc înainte ca acestea să devină constrângeri costisitoare.

Cele mai solide proiecte nu devin mai întâi bancabile și abia apoi asigurabile, ci sunt proiectate încă de la început pentru a îndeplini ambele condiții.

Cum se finanțează energia regenerabilă în România

MARIAN DOBRILĂ,
Managing Partner TDP Partners

Finanțarea regenerabilelor în România depinde de modul în care sunt alocate riscurile de construcție, de piață și de venituri. Ajutoarele de stat și CfD-urile rămân importante, însă piața se extinde spre finanțări susținute de PPA-uri, structuri cu expunere parțială la piață susținute de garanții, finanțare-punte pentru construcție și stocare în baterii.

Fondul pentru Modernizare rămâne principala sursă de sprijin public pentru producție, rețele și stocare, iar contribuția la bancabilitate depinde de intensitatea ajutorului, calendarul rambursărilor, costurile eligibile și condițiile de implementare. Schema deschisă, de 150 de milioane de euro, pentru cel puțin 2,174 GWh de stocare independentă va testa dacă granturile pot accelera dezvoltarea păstrând structuri de capital viabile.

Instituțiile financiare internaționale folosesc tot mai mult garanții și instrumente de partajare a riscului pentru a mobiliza capital comercial. Cadrul RenewEU De-Risking al BERD, de 750 de milioane de euro, acoperă regenerabile, BESS și rețele în România și alte piețe UE, combinând finanțarea BERD cu garanții InvestEU pentru prima pierdere la tranșe de datorie eligibile între 1 și 50 de milioane de euro. Mecanismul crește bancabilitatea tranzacțiilor cu risc mai ridicat și mobilizează capital privat.

Cea mai clară cale către finanțarea de proiect pe termen lung rămâne CfD-ul. Primele două licitații au atribuit circa 4,2 GW prin contracte pe 15 ani, peste ținta de 3,5 GW. Contractele oferă vizibilitate a veniturilor și un reper de preț pentru activele susținute de PPA-uri sau expuse pieței.

Portofoliul solar de 190 MW al Scatec arată cum pot coexista profiluri diferite de venituri într-o structură. BEI, BERD și BCR au finanțat portofoliul, cu investiții de circa 121 de milioane de euro și o pondere a datoriei de circa 70%. Un CfD pe 15 ani acoperă circa 70% din producția estimată, iar restul va fi vândut pe piața angro din România.

În afara CfD, capacitatea de îndatorare depinde tot mai mult de durata și prețul PPA-ului, bonitatea contrapărții și expunerea la piață menținută de proiect. Active similare tehnic

TRANZACȚII RECENTE ÎN ROMÂNIA

Sursă: Anunțuri ale companiilor și instituțiilor financiare – Scatec (EIB, EBRD, BCR – comunicat de presă, iulie 2025); INVL Dobrun (BERD, RBI – comunicat de presă, ianuarie 2026); Aukera (IFC – comunicat de presă, iulie 2025).

FINANȚAREA ENERGIEI REGENERABILE ÎN ROMÂNIA

pot susține niveluri diferite de îndatorare, maturități și costuri. Garanțiile de tip first-loss reduc diferența, iar finanțarea-punte permite intrarea capitalului înainte ca proiectele să fie pregătite pentru refinanțare pe termen lung.

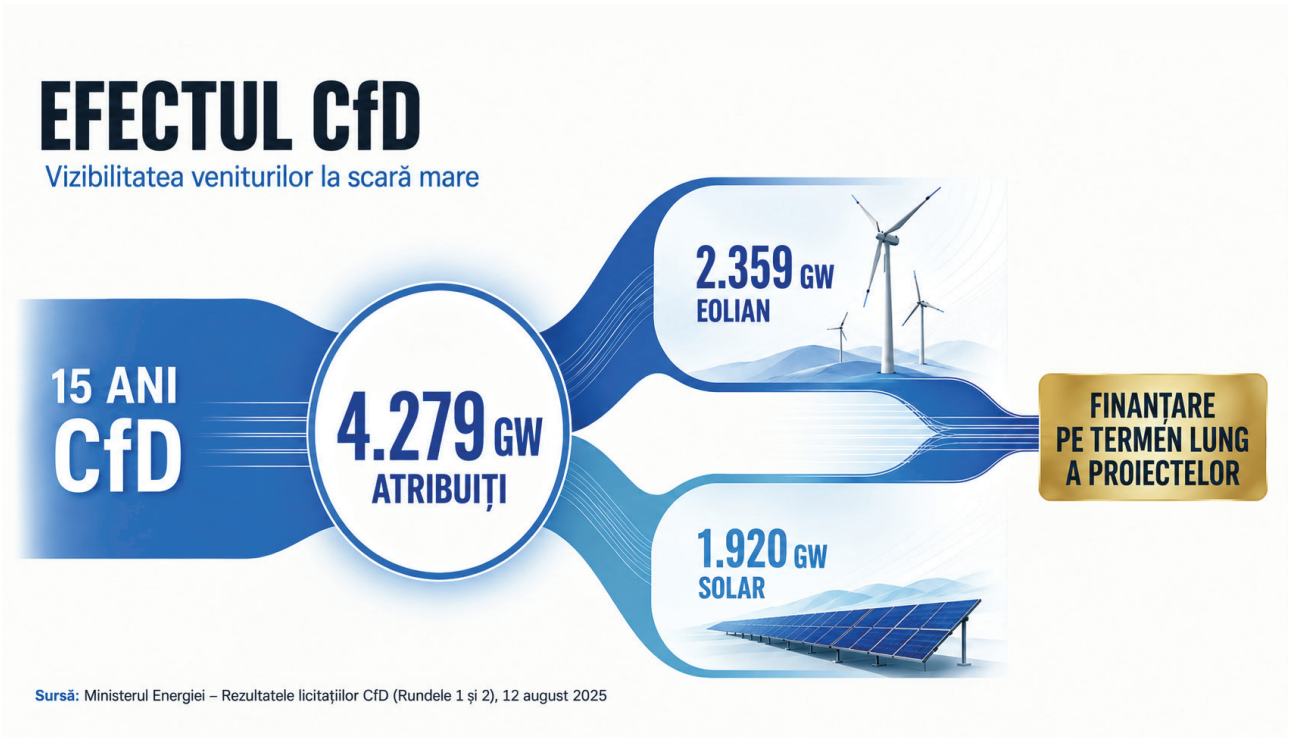
Evoluția se vede și în finanțările INVL. BERD și Eiffel au acordat în 2024 o finanțare-punte de 24,4 milioane de euro pentru construcția a 60 MW din Dolj, iar BERD a aprobat ulterior 72 de milioane de euro pentru proiectul Dobrun, de 174,5 MW, cu un cost estimat de 117 milioane de euro. Finanțarea, împărțită egal între BERD și Raiffeisen Bank International, ilustrează rolul instituțiilor internaționale în mobilizarea capitalului comercial.

Stocarea urmează aceeași tranziție către finanțare instituțională. Granturile sunt completate de structuri de credit și partajare a riscului pentru active ale căror venituri depind de mai multe piețe și servicii, nu de un singur preț contractat. Finanțatorii urmăresc diversificarea veniturilor, reziliența în scenarii adverse și ipotezele operaționale.

Odată cu creșterea ponderii energiei solare, valoarea financiară a stocării va depinde nu doar de rata internă de rentabilitate (IRR), ci și de capacitatea de a îmbunătăți calitatea veniturilor, a limita expunerea la scenarii adverse și a crește capacitatea de îndatorare a unui portofoliu mai larg.

Sprijinul public se extinde și către Power-to-X, inclusiv biocombustibili, biometan și hidrogen, sectoare cu maturitate financiară mai redusă. Bancabilitatea lor va cere mai mult decât granturi: aranjamente credibile pentru aprovizionarea cu materii prime, contracte de preluare pe termen lung și suficientă vizibilitate a veniturilor pentru finanțare convențională de proiect.

In cele din urma, bancabilitatea tine mai putin de randamentul proiectului pe hartie si mai mult de modul in care sunt alocate riscurile.



Sursă: Ministerul Energiei – Rezultatele licitațiilor CfD (Rundele 1 și 2), 12 august 2025

5

Energia eoliană: de la potențial la execuție și integrare

Construirea unui viitor rezilient pentru industria eoliană din România

DAN-CRISTIAN PETRE
Director General Vestas România

România are toate atuurile necesare pentru a deveni una dintre cele mai dinamice piețe de energie regenerabilă din Europa. Țara dispune de resurse eoliene excelente și beneficiază de un nou impuls de dezvoltare. Având obiectivul național de a atinge 7,2 GW de capacitate eoliană onshore până în 2030, ambiția României este clară și, în opinia mea, realizabilă.

Însă ambiția, de una singură, nu va asigura tranziția energetică. Pentru a transforma obiectivele în proiecte, iar proiectele în valoare pe termen lung pentru societate, România are nevoie de un cadru stabil, predictibil și bine conceput. Acest aspect este deosebit de important atunci când vorbim despre CfD-uri (Contracte pentru Diferență). O capacitate mai mare a rețelei, o interconectivitate sporită și un proces mai agil de obținere a avizelor și autorizațiilor de racordare la rețea sunt, de asemenea, esențiale pentru dezvoltarea unui sistem energetic robust și sustenabil.

CfD-urile reprezintă, în ultimă instanță, o formă de sprijin public, iar acest sprijin ar trebui să maximizeze valoarea. Electricitatea curată la prețuri accesibile rămâne esențială, însă viitoarele licitații ar trebui să recunoască și beneficii mai largi, precum lanțuri de aprovizionare reziliente, competitivitatea industrială europeană, securitatea cibernetică, sustenabilitatea și dezvoltarea forței de muncă. Principiile care stau la baza NZIA (Net-Zero Industry Act) oferă o direcție utilă prin încurajarea unor criterii care nu sunt legate de preț și care recompensează crearea de valoare pe termen lung alături de eficiența costurilor.

Totuși, trebuie să fim și realiști. Niciun model de licitație nu poate compensa un portofoliu de proiecte care nu este suficient de matur. Rezultatul celui de-al doilea CfD al României reprezintă un semnal clar. În cadrul segmentului eolian a fost atribuită o capacitate mai mică decât volumul disponibil, iar acest lucru nu ar trebui interpretat ca o lipsă de apetit din partea dezvoltatorilor. Mai degrabă, reflectă provocările cu care multe proiecte continuă să se confrunte: termene lungi de autorizare, incertitudini privind accesul la rețea și limitările de producție, constrângeri de finanțare și cerințe semnificative privind garanțiile. Accesul la rețea devine una dintre constrângerile definitorii pentru dezvoltarea energiei eoliene, în special în regiunile cu cele mai puternice resurse. Dacă accesul la rețea, autorizațiile și finanțarea nu avansează în același ritm cu volumele licitate, piața va întâmpina dificultăți în absorbirea sprijinului oferit.

Din perspectiva mea, cea mai importantă discuție nu este doar despre megawați. Este despre valoarea economică pe termen lung pe care implementarea energiei regenerabile o poate crea. Atunci când dezvoltatorii, producătorii și furnizorii

de servicii se pot baza pe o conductă de proiecte vizibilă și susținută, ei pot realiza investiții pe termen lung în capacități locale, infrastructură și oameni.

Tranziția către energia regenerabilă necesită o forță de muncă înalt calificată, capabilă să construiască, să opereze și să întrețină o infrastructură energetică din ce în ce mai sofisticată. Turbinele eoliene de astăzi sunt active tehnologice avansate care depind de expertiză specializată în sisteme electrice, monitorizare digitală, proceduri de siguranță, operațiuni de înaltă tensiune etc. Dezvoltarea acestor capabilități necesită ani de investiții în formare, transfer de cunoștințe și dezvoltare profesională.

Acesta este motivul pentru care vizibilitatea și continuitatea pieței sunt atât de importante. Atunci când proiectele sunt dezvoltate într-un ritm predictibil și susținut, companiile pot investi cu încredere în talentul local, pot crea oportunități de carieră pe termen lung și pot dezvolta competențe tehnice specializate.

La Vestas, am experimentat acest lucru direct. De la intrarea pe piața din România în 2009, am construit o organizație locală puternică, cu aproape 2 GW de capacitate instalată și aflată în construcție și aproximativ 400 de angajați în întreaga țară. De-a lungul anilor, am investit semnificativ în infrastructură locală de service, depozite și facilități dedicate de instruire.

Activitățile noastre regionale de formare oferă instruire în domeniul siguranței și programe tehnice specializate care îi ajută pe tehnicieni să dezvolte competențele necesare pentru a lucra în siguranță și eficient cu tehnologiile moderne ale turbinelor eoliene. Aceste programe sprijină nu doar forța de muncă de astăzi, ci și următoarea generație de profesioniști din domeniul energiei regenerabile.

Aici cred că România are o oportunitate extraordinară. Prin crearea unui portofoliu stabil de proiecte, a unui cadru investițional predictibil și a unor scheme CfD bine concepute, țara poate face mult mai mult decât să instaleze capacitate eoliană suplimentară. Poate atrage talente, poate consolida expertiza locală, poate crea locuri de muncă de înaltă calitate și se poate transforma într-un centru regional de excelență pentru servicii și operațiuni în domeniul energiei regenerabile.

Vestas®

EnVentus™

Introducing V182-7.2 MW

Built on what works.
Designed for what's next.

Wind. It means the world to us.™

Mai mult decât megawați, construim valoare pentru România

DR. TORALF POHL
Sales Director Eastern, Northern Europe, UK & Ireland, ENERCON

O piață strategică, cu potențial pe termen lung

Când vorbim despre tranziția energetică a Europei, accentul cade adesea pe capacitatea instalată și pe portofoliile de proiecte în dezvoltare. Deși acești indicatori sunt importanți, ei spun doar o parte a poveștii. Pentru ENERCON, România înseamnă mai mult: o piață de creștere strategică, o bază solidă de specialiști și o contribuție tot mai importantă la viitorul energiei regenerabile în Europa.

România este una dintre piețele-cheie pentru ENERCON. Țintele ambițioase privind energia regenerabilă, resursele eoliene excelente și portofoliul solid de proiecte fac piața foarte atractivă. Ceea ce se remarcă însă în mod special este oportunitatea de a crea valoare care depășește cu mult etapa de construcție a unui parc eolian.

Crearea de valoare prin expertiză locală

În prezent, ENERCON operează în România o capacitate instalată de 324 MW și are 185 de angajați locali în vânzări, management de proiect și operațiuni de service. Cel mai mare proiect de referință este parcul eolian Casimcea, de 226,2 MW, care demonstrează atât capabilitățile noastre tehnologice, cât și angajamentul pe termen lung față de piață.

România este mult mai mult decât o piață de vânzări pentru ENERCON. La Constanța operăm un depozit central de piese de schimb și un centru regional de service care deservește parcuri eoliene din întreaga Europă. Expertiza dezvoltată aici aduce beneficii nu doar proiectelor din România, ci și clienților de pe întreg continentul.

Latura locală a creării de valoare este adesea trecută cu vederea. Valoarea pe termen lung vine de la specialiști cu un nivel ridicat de calificare, a căror expertiză sprijină proiecte dincolo de granițe. Competențele sunt construite în ani și rămân integrate în economia locală.

Angajamentul nostru față de România devine tot mai amplu. Un pas recent important a fost revenirea în segmentul de instalare, printr-un proiect din județul Galați, unde au fost livrate, instalate și puse în funcțiune șapte turbine E-160 EP5 E2, care au adăugat o capacitate de peste 38 MW. Proiectul a demonstrat soliditatea întregului lanț valoric, de la logistică și instalare până la punerea în funcțiune și capacitatea de a asigura servicii pe termen lung.

Producție mai mare. Mai multă flexibilitate. Mai multă valoare.

Privim deja către următoarea etapă de creștere, cu proiecte care vor utiliza modelul top de gamă al ENERCON E-175 EP5 E2. Turbina combină o producție ridicată de energie, tehnologie inteligentă, configurații flexibile și oportunități de optimizare pe întreg ciclul de viață al proiectului, fiind proiectată pentru cerințele proiectelor eoliene moderne. Cu o putere nominală de până la 7 MW și un diametru al rotorului de 175 de metri, E-175 EP5 E2 se numără printre turbinele eoliene onshore cu cele mai ridicate randamente energetice din Europa. Câștigătoare a premiului Turbine of the Year 2025 acordat de WindPower Monthly și având certificare de tip completă, turbina oferă clienților o mai mare predictibilitate în planificare și susține dezvoltarea eficientă a proiectelor. O probă a gradului în care a fost acceptată de piață este și faptul că, în 2025, a fost tipul de turbină cu cele mai multe autorizații în Germania.

Prima instalare a celui mai recent model al nostru, E-175, este deja în curs de desfășurare în România. Prin intermediul parteneriatului cu Qair pentru proiectul Cobadin din județul Constanța, vom livra șapte turbine E-175 EP5 E2. Pentru ENERCON, colaborarea cu un partener internațional precum Qair confirmă atât maturitatea pieței din România, cât și încrederea în capacitatea noastră de a susține un proiect pe întreaga sa durată de viață.

Nu doar turbine, ci soluții energetice integrate

Industria se îndreaptă tot mai mult dincolo de proiectele eoliene de sine stătătoare. Clienții caută soluții integrate care combină tehnologia avansată a turbinelor, concepte de turn adaptate fiecărui amplasament, contracte de service pe termen lung și sisteme de stocare a energiei în baterii.

Stocarea devine deosebit de importantă pe măsură ce producția din surse regenerabile crește. Valoarea energiei electrice nu depinde doar de cantitatea produsă, ci și de momentul în care energia este livrată. Posibilitatea de a stoca și de a livra energia atunci când este necesară poate îmbunătăți performanța economică a proiectului și, în același timp, poate susține stabilitatea rețelei.

Pe piețe precum Germania și Regatul Unit, proiectele hibride care combină energia eoliană cu stocarea devin rapid o practică obișnuită. România urmează aceeași tendință, iar în anii următori vedem oportunități semnificative pentru extinderea soluțiilor integrate de eolian cu stocare.

Valorificarea potențialului regenerabil al României

Energia eoliană va continua să joace un rol central în tranziția Europei către un sistem energetic sigur și sustenabil. Principalele provocări nu mai sunt astăzi de natură tehnologică. Turbinele moderne sunt mai eficiente și mai fiabile ca oricând. Barierele esențiale rămân procesele de autorizare, extinderea rețelei și predictibilitatea investițiilor.

Sectorul eolian din România intră într-o nouă etapă. Oportunitatea nu constă doar în instalarea mai multor megawați, ci în construirea unei industrii a energiei regenerabile reziliente, competitive și pregătite pentru viitor. Cu o prezență locală puternică, tehnologie dovedită, specialiști cu înaltă calificare și un portofoliu în extindere de soluții integrate, ENERCON își propune să fie un partener pe termen lung în această evoluție. Nu investim doar în proiecte, ci și în expertiză, capabilități și crearea sustenabilă de valoare, care vor susține tranziția energetică a României în deceniile următoare.

Dincolo de turbine: Investiția pe termen lung a Nordex în viitorul energiei eoliene a României

ALEXANDRU LAMBRU,
Director Sales Eastern Europe Region & New Markets

România intră într-o fază decisivă a tranziției sale energetice. Creșterea cererii de energie electrică, accelerarea electrificării, obiectivele ambițioase de decarbonizare și interesul reînnoit al investitorilor creează condițiile pentru un nou val de dezvoltare a energiei regenerabile. În același timp, ultimii ani au subliniat importanța unui mix energetic mai diversificat și mai rezistent: perioadele de producție hidroelectrică redusă cauzate de secetă, combinate cu întreruperi ale activităților de întreținere la activele de generare convenționale, au demonstrat necesitatea unei capacități interne suplimentare care să consolideze securitatea energetică și să reducă dependența de importuri.

Pentru Nordex, România este mult mai mult decât o piață atractivă a energiei regenerabile - este una dintre piețele strategice de creștere din portofoliul nostru regional și un loc în care continuăm să investim în oameni, expertiză și capacități pe termen lung. În calitate de producător principal de echipamente eoliene terestre din Europa, Nordex aduce decenii de experiență, o experiență dovedită pe peste 40 de piețe și peste 68 GW de capacitate instalată la nivel mondial. Motorul nostru este încrederea pe care dezvoltatorii și investitorii o au în România, reflectată în numărul tot mai mare de proiecte în curs de dezvoltare și în rolul tot mai mare pe care energia eoliană îl joacă în viitorul energetic al țării.

Ceea ce diferențiază Nordex este abordarea noastră pe termen lung. Nu suntem doar un furnizor de turbine eoliene - sprijinim clienții pe întregul ciclu de viață al unui proiect, de la dezvoltare, închidere financiară și construcție, până la operațiuni și service. Un parc eolian este un activ despre care se așteaptă să genereze energie electrică curată timp de mai bine de două decenii, așa că succesul depinde nu numai de calitatea turbinei în sine, ci și de calitatea parteneriatului din spatele acesteia pe tot parcursul duratei sale de viață operaționale. Poziția noastră financiară solidă, portofoliul de comenzi în creștere și activitatea de servicii în expansiune susțin această abordare de parteneriat pe

termen lung, oferind clienților și investitorilor încrederea că Nordex va rămâne un partener de încredere pe întreaga durată de viață a activelor lor.

Obiectivul nostru este clar: Nordex este un specialist în energie eoliană onshore. Acest obiectiv ne permite să optimizăm continuu portofoliul nostru de turbine în funcție de nevoile dezvoltatorilor și utilităților onshore, oferind tehnologie dovedită, fiabilitate operațională și economie competitivă pe piețe precum România. Clienții beneficiază de soluții construite special pentru realitățile dezvoltării energiei eoliene terestre, unde performanța, fiabilitatea și rentabilitatea trebuie să meargă mână în mână. Turbinele noastre de ultimă generație, inclusiv N175/6.X de pe platforma Delta4000, sunt proiectate pentru a maximiza randamentul energetic, reducând în același timp costul nivelat al energiei, ajutând dezvoltatorii și investitorii să îmbunătățească rentabilitatea proiectelor.

Această experiență se bazează pe un palmares solid pe piețele emergente și în dezvoltare rapidă din Europa Centrală și de Est, unde execuția proiectelor necesită adesea flexibilitate, cunoștințe locale și o cooperare strânsă cu părțile interesate. Lecțiile învățate în regiune ne permit să aducem soluții practice și testate în România, sprijinind clienții în timp ce navighează prin condițiile de piață în continuă evoluție și cerințele proiectului, inclusiv conformitatea cu codul rețelei.

Cu o cultură inginerească puternică și o structură decizională flexibilă, Nordex poate răspunde rapid cerințelor în schimbare ale clienților și evoluțiilor pieței. Pe piețe dinamice precum România, agilitatea furnizorului de turbine este un avantaj real pentru dezvoltatorii care caută soluții pragmatice, implicare directă și un partener capabil să țină pasul pe măsură ce proiectele trec de la dezvoltare, construcție și operare.

Acest angajament se reflectă în prezența noastră locală în creștere. Fiecare proiect nou contribuie la construirea unui ecosistem local de ingineri, tehnicieni, manageri de proiect, specialiști în sănătate și securitate, experți în logistică și profesioniști în servicii. Impactul economic se extinde mult dincolo de producția de energie electrică: în timpul construcției, proiectele implică antreprenori români, companii de transport, specialiști în lucrări civile și electrice, operatori de macarale, furnizori de servicii de cazare și numeroși furnizori locali. Infrastructura locală se îmbunătățește, afacerile regionale înregistrează o activitate sporită, iar comunitățile primesc noi investiții.

Proiectele recente, care însumează peste 500 MW, cum ar fi Alpha South, Peștera 2 și Urleasca, demonstrează atât amploarea interesului investitorilor pentru Nordex, cât și contribuția tot mai mare pe care o pot aduce proiectele eoliene moderne la securitatea energetică a României, la dezvoltarea regională și la crearea de locuri de muncă. Acestea nu sunt simple investiții în generarea de energie electrică regenerabilă - sunt investiții în activitatea economică locală, expertiza tehnică și dezvoltarea industrială pe termen lung.

Impactul continuă mult timp după finalizarea construcției. Parcurile eoliene necesită decenii de întreținere, inspecții, reparații, monitorizare digitală și optimizare a performanței. Investind în infrastructura de servicii locale și expertiză tehnică, Nordex ajută la crearea de locuri de muncă stabile, cu înaltă calificare, în principal în zone îndepărtate, asigurându-se în același timp că clienții obțin cea mai mare valoare din activele lor pe întreaga lor durată de viață operațională.

Inovația rămâne în centrul acestui efort. Turbinele eoliene moderne sunt sisteme digitale sofisticate, care integrează senzori avansați, analiză predictivă, sisteme inteligente de control și monitorizare de la distanță. Pe măsură ce infrastructura energetică devine din ce în ce mai digitalizată, securitatea cibernetică contează la fel de mult ca performanța tehnică - protejarea infrastructurii critice necesită tehnologie susținută de o guvernanță transparentă, standarde robuste de securitate cibernetică și cadre de reglementare de încredere.

În calitate de producător european, Nordex își dezvoltă produsele și soluțiile digitale într-unul dintre cele mai exigente medii de reglementare din lume. Pentru dezvoltatori, investitori și instituții financiare, această combinație de tehnologie dovedită, standarde europene de încredere, asistență de service fiabilă și capacitate de execuție locală face ca proiectele eoliene să fie nu doar sustenabile, ci și investiții bancare capabile să ofere valoare pentru deceniile următoare.

România are toate ingredientele necesare pentru a deveni un lider în domeniul energiei regenerabile în Europa de Sud-Est, iar Nordex este mândră să facă parte din această călătorie. Contribuim la construirea mai mult decât a parcurilor eoliene - contribuim la crearea de locuri de muncă calificate, la consolidarea securității energetice, la dezvoltarea expertizei locale și la susținerea unui sistem energetic rezistent și competitiv, care oferă valoare durabilă pentru România. Cu tehnologie de top, o experiență regională solidă și un angajament pe termen lung față de țară, Nordex este bine poziționată pentru a sprijini următoarea fază a creșterii energiei regenerabile a României.

OX2: Cel mai activ catalizator de proiecte eoliene din România

LĂCRĂMIOARA DIACONU-PINȚEA,
country manager, OX2 România

Pe piața eoliană din România, diferența dintre dezvoltatori nu stă doar în mărimea pipeline-ului, ci în câte proiecte ajung efectiv construite – și câte se construiesc în paralel. Din această perspectivă, OX2 este cel mai activ catalizator local: singurul dezvoltator cu mai multe parcuri eoliene aflate simultan în construcție.

Modelul care susține acest ritm este integrat, de la un capăt la altul al lanțului de valoare: teren, autorizare, racordare, route-to-market (PPA sau CfD), structurare financiară, atragere de investitori, construcție și asset management tehnic și comercial.

Green Breeze (99,2 MW, județul Galați) a fost primul proiect livrat prin acest model. A parcurs toate etapele critice ale bancabilității – dezvoltare, autorizare, racordare, un PPA pe 12 ani – până la tranzacția cu Nala Renewables, finalizată în 2024. OX2 a rămas responsabil de construcție, iar parcul a fost pus în funcțiune în septembrie, intrând acum în etapa de management tehnic și comercial.

Ce urmează arată însă capacitatea reală de livrare: Ansthall (96 MW, vPPA pe 12 ani cu Ahold Delhaize, tranzacționat cu HELLENiQ Renewables în 2025) și Urleasca (77 MW, CfD pe 15 ani pentru 43 MW, tranzacționat cu Scatec în 2026) se află simultan în construcție, ambele coordonate integral de OX2 – nu succesiv, ci în paralel.

La cinci ani de la intrarea în România, portofoliul OX2 este de peste 1,5 GW: circa 600 MW în construcție sau în prag de construcție – inclusiv South Wind (cca 300 MW, județul Constanța, CfD, prim utilizator al stației de 400 kV Deleni, punct de racordare pentru circa 3 GW de proiecte) – și încă cca 1 GW în dezvoltare. Strategia OX2 este să mențină acest ritm, începând anual construcția a 200-300 MW.

Indicatorul de succes pentru OX2 nu este numărul de MW aflate în dezvoltare, ci câte proiecte, în paralel, parcurg tot drumul – de la teren la investiție, la construcție, la energie livrată în sistem.

Execuția este noul avantaj competitiv: De ce are nevoie în continuare România

ALEXANDRU PĂTRAȘCU,
Country Manager Romania,
Scatec

Dezvoltarea capacităților solare din România este înaintea calendarului. Însă constrângerea pentru următoarea etapă de creștere a sectorului nu mai este capitalul, ci execuția. Accesul la rețea, autorizarea și integrarea stocării sunt acum factorii care decid, mai mult decât finanțarea, ce proiecte ajung efectiv să fie construite.

În acest context, un model integrat este bine adaptat pentru a duce proiectele de la planșetă la implementare și merită explicat concret ce înseamnă acest lucru în practică. Scatec nu este doar dezvoltatorul și proprietarul pe termen lung al unui proiect; compania este și propriul antreprenor EPC în etapa de construcție, precum și propriul administrator O&M și operator odată ce centrala începe să producă, păstrând toate aceste roluri în interiorul companiei, la nivelul întregului portofoliu, în loc să le transfere unor terți în fiecare etapă. Dezvoltarea, construirea și operarea unui proiect în acest mod înseamnă că fiecare megawatt asumat este unul destinat racordării și exploatării timp de decenii, nu un permis păstrat pentru revânzare ulterioară. Acest model îi oferă, de asemenea, investitorului flexibilitatea de a adapta proiectarea pe măsură ce regulile de racordare și condițiile de piață evoluează, precum și responsabilitatea directă pentru respectarea termenelor într-o piață în care calendarul de implementare rămâne cel mai mare risc.

Acest angajament pe termen lung depășește proiectele individuale. Un dezvoltator care rămâne implicat ca antreprenor EPC și operator nu este un cumpărător pe termen scurt de servicii de construcții care dispare după punerea în funcțiune, ci o contraparte recurentă și pe termen lung pentru firmele de construcții civile, instalații electrice, logistică și O&M cu care colaborează de-a lungul etapelor de dezvoltare, construcție și al deceniilor de operare. Este o relație mult mai durabilă decât cea asociată unui singur proiect predat și apoi uitat. Dezvoltăm, construim, deținem și operăm și rămânem aici. O prezență locală pe termen lung, un model integrat care acoperă întregul parcurs de la dezvoltare la operare și capacitatea de a structura și reduce riscurile proiectelor complexe: acestea sunt elementele care fac dintr-o companie un partener de încredere pe o piață precum cea din România.

Această abordare se regăsește tot mai mult la nivelul sectorului, pe măsură ce tot mai mulți dezvoltatori activi în România trec către un model de tip „build to operate". Pentru Scatec, însă, nu este o direcție nouă, ci continuarea modului

în care compania a lucrat dintotdeauna, din Egipt și Africa de Sud până în România de astăzi. În Egipt, parcursul Scatec a început în 2017 cu proiectul solar Benban de 380 MW. Astăzi, compania livrează următoarea generație de proiecte hibride de energie regenerabilă, inclusiv proiectul solar Obelisk de 1,1 GW, cu un sistem de stocare în baterii de 200 MWh, precum și proiectul Energy Valley de 1,95 GW, cu 3,9 GWh de stocare în baterii. În Africa Subsahariană, Scatec este activă de peste un deceniu și are în prezent aproximativ 2 GW de capacitate de energie regenerabilă instalată, în construcție și în operare. Aceeași abordare integrată, perfecționată pe aceste piețe, este aplicată acum și în România.

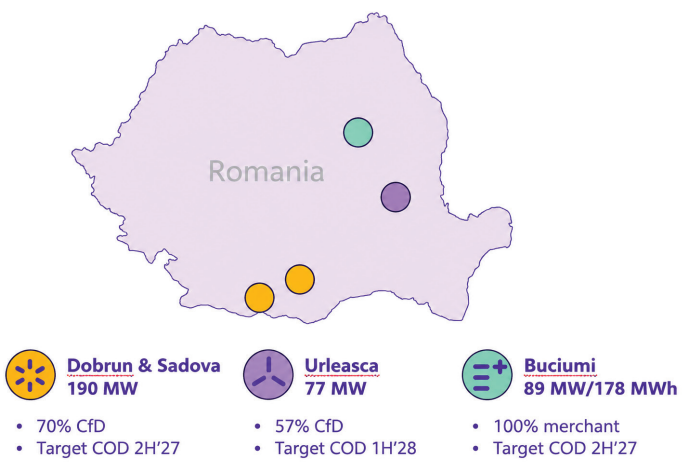
Aplicarea modelului integrat în proiectarea unor soluții hibride fotovoltaice plus stocare, validate la scară largă în Egipt și Africa de Sud, oferă un model practic pentru modul în care România poate integra creșterea rapidă a capacităților regenerabile fără congestii sau limitarea producției. Este o strategie bancabilă, cu rezultate dovedite, nu un experiment.

Aici revine în prim-plan accesul la rețea, provocarea centrală de execuție. Există un decalaj semnificativ între capacitatea autorizată și necesarul real de racordare al sistemului, iar demersul guvernului de reformare a regulilor privind coada de racordare reprezintă un pas binevenit pentru reducerea acestui decalaj.

Sistemul de licitații CfD și-a îndeplinit rolul, atrăgând capital în piața de energie regenerabilă din România. Întrebarea la care industria trebuie să răspundă împreună este ce urmează: cum colaborează dezvoltatorii cu OTS pentru a obține racordarea la rețea, cum structurează PPA-uri adecvate și cum duc proiectele până la capătul etapei de construcție după încheierea perioadei CfD. Este o provocare comună, orientată spre viitor, pentru întregul sector, nu o critică la adresa unei singure componente a acestuia.

Pipeline-ul propriu al Scatec din România reflectă același angajament pe termen lung. Portofoliul solar Dobrun & Sadova este în construcție, iar alte proiecte solare, eoliene și de stocare în baterii sunt în dezvoltare. Avem deja baza. Intenționăm să construim mai departe pe această fundație aici, împreună cu partenerii români, așa cum am făcut și în Egipt și Africa de Sud.

Scatec dezvoltă, construiește, deține și operează centrale de energie regenerabilă cu o capacitate de generare de 6,6 GW și o capacitate de stocare de 2 GWh, în funcțiune și în construcție pe cinci continente și vizează o capacitate de generare de energie regenerabilă de 12,3 GW și o capacitate de stocare în baterii de 6,8 GWh pe termen scurt. Portofoliul Scatec din România, la nivelul lunii august 2026, include proiectul eolian onshore Urleasca de 77 MW, achiziționat, ajuns la închiderea financiară și cu lucrările de construcție începute, proiectele solare Dobrun & Sadova de 190 MW, aflate în construcție, precum și proiectul de stocare în baterii Buciumi de 89 MW/178 MWh, aflat în backlog.



ENEVO Group, un EPC+ pentru proiecte de infrastructură energetică

În proiectele complexe de infrastructură energetică, o parte importantă a riscului este generată nu doar de un echipament sau o etapă anume, ci la interfețele dintre acestea. Centrala trebuie coordonată cu stația de transformare și lucrările de racordare, sistemul de stocare cu automatizarea și platformele de management al energiei, iar toate componentele digitale trebuie protejate și exploatate coerent. Modelul EPC+ al ENEVO Group pornește de la această realitate și extinde responsabilitatea de la proiectare, achiziții și construcție către integrarea tehnică, punerea în funcțiune și servicii post-commissioning.

De ce proiectele energetice trebuie privite ca un întreg

Un proiect fotovoltaic sau un sistem de stocare nu funcționează izolat. Performanța activului depinde de infrastructura prin care energia este evacuată, de respectarea cerințelor operatorului de rețea și de modul în care sistemele de control schimbă date și comenzi. O soluție corectă pentru fiecare componentă, analizată separat, nu garantează că ansamblul va funcționa corect. Incompatibilitățile dintre proiectanți, furnizori și contractori apar adesea târziu, în etapele de testare și punere în funcțiune, când remedierea

lor afectează termenul și bugetul proiectului.

Modelul EPC+ pe care ENEVO Group îl aplică presupune proiectarea și coordonarea unitară a tuturor acestor interfețe. Obiectivul nu este doar finalizarea lucrărilor, ci livrarea unui activ care poate fi racordat, testat, operat și întreținut în condițiile stabilite prin avize, coduri tehnice și contractele proiectului. Pentru beneficiar, avantajul este o responsabilitate tehnică mai clară, de la soluția de racordare până la comportamentul centralei după intrarea în exploatare comercială.

De la studiile de rețea la punerea în funcțiune

Modelul integrat începe prin corelarea soluției centralei cu studiile de rețea și cu schema de racordare. Dimensionarea echipamentelor, alegerea configurației stației, coordonarea protecțiilor și definirea sistemelor de control fac parte din aceeași analiză. Competențele multidisciplinare pe care ENEVO Group și le-a consolidat permit abordarea proiectului de la instalațiile centralei până la infrastructura prin care aceasta se conectează la rețea.

Punerea sub tensiune și punerea în funcțiune sunt tratate ca etape ale aceluiași proces, nu ca o predare formală între contractori. Testele funcționale trebuie să confirme atât comportamentul fiecărui subsistem, cât și răspunsul întregului activ la comenzile de putere, evenimentele din rețea și scenariile de avarie. Înainte de operarea comercială sunt realizate testele de conformitate cu cerințele rețelei, iar configurațiile validate trebuie păstrate și administrate controlat pe durata exploatării.

Stocarea schimbă arhitectura proiectului

Integrarea unui BESS ilustrează cel mai bine nevoia unei abordări comune. Bateriile, sistemul de management al bateriilor, convertoarele de putere, stația de înaltă tensiune, sistemul SCADA și platforma EMS trebuie dimensionate și testate împreună. Strategia de încărcare și descărcare influențează racordarea, protecțiile, schimburile de date și modul în care activul participă la piață.

Aceeași logică se aplică sistemelor de automatizare și dispecerizare. Datele necesare operatorilor de proces, echipelor de mentenanță și celor care realizează operarea comercială provin din aceeași instalație, dar au ritmuri, niveluri de detaliu și cerințe de securitate diferite. O arhitectură comună de achiziție și management al datelor reduce efortul de inginerie impus de integrări ulterioare, diminuează erorile și permite ca deciziile tehnice și comerciale să se bazeze pe informații consecvente.

Responsabilitatea continuă după finalizarea construcției

Punerea în funcțiune nu închide relația cu beneficiarul, ci deschide etapa în care se măsoară performanța reală a activului. Aceasta este determinată de disponibilitate, mentenanță, monitorizare, dispecerizare și optimizarea fluxurilor de energie. Continuitatea dintre echipele care au proiectat instalația, cele care au executat-o și cele care o exploatează scurtează timpul de diagnosticare și asigură menținerea istoricului deciziilor tehnice, al configurațiilor și al testelor.

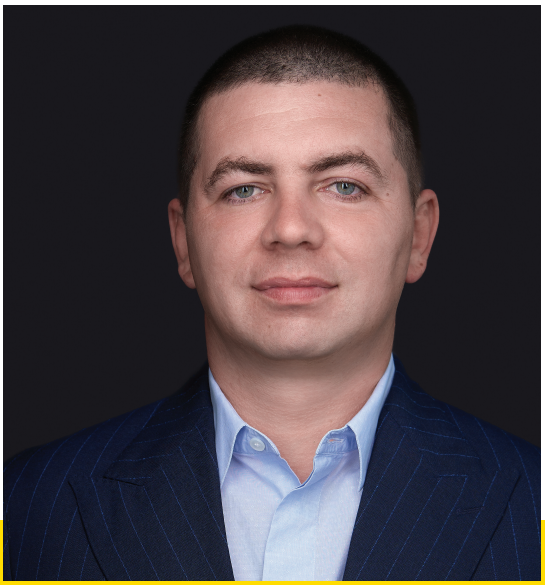
Pe durata exploatării, instalația evoluează. Înlocuirea unui echipament, actualizarea unei aplicații sau modificarea strategiei de operare poate afecta funcții validate inițial. Păstrarea documentației actualizate, verificarea modificărilor și repetarea testelor relevante permit menținerea coerenței tehnice a activului. În același timp, experiența din exploatare poate fi folosită pentru îmbunătățirea soluțiilor aplicate în proiectele următoare.

Modelul EPC+ nu elimină complexitatea unui proiect energetic și nici riscurile specifice dezvoltării sale. El oferă însă un cadru care asigură continuitatea dintre proiectare, implementare și exploatare, astfel încât activul energetic să poată fi verificat, întreținut și adaptat pe întregul ciclu de viață.

> ***Punerea în funcțiune nu închide relația cu beneficiarul, ci deschide etapa în care se măsoară performanța reală a activului. Aceasta este determinată de disponibilitate, mentenanță, monitorizare, dispecerizare și optimizarea fluxurilor de energie.***

Cum schimbă digitalizarea modul în care sunt construite proiectele de energie regenerabilă

Pe măsură ce proiectele de energie regenerabilă sunt tot mai mari, mai internaționale, mai complexe, capacitatea de a le executa eficient se transformă într-un avantaj competitiv esențial. Paul Moldovan, fondatorul Parapet, explică modul în care digitalizarea schimbă modelul de operare al companiilor EPC.



PAUL MOLDOVAN,
fondatorul Parapet

Cum s-a schimbat rolul companiilor EPC odată cu dezvoltarea sectorului regenerabil?

În urmă cu 5-6 ani, principala provocare a industriei era instalarea unor capacități cât mai mari de producere a energiei regenerabile. Astăzi, Europa are obiective ambițioase, există un interes solid din partea investitorilor iar tehnologiile au ajuns la maturitate. Diferența o face capacitatea de a transforma planurile în proiecte livrate eficient.

Companiile EPC nu mai gestionează doar activitatea din șantiere. La Parapet, coordonăm proiectarea, achizițiile, logistica, finanțele, sănătatea și siguranța în muncă, lucrările de construcție, punerea în funcțiune, subcontractorii, echipamentele și sute de angajați care lucrează în mai multe țări. Fiecare proiect nou aduce un nivel suplimentar de complexitate iar intrarea pe o piață nouă amplifică această provocare

Cum ținem pasul? Prin regândirea modelului operațional! Am construit un model bazat pe o componenta digitală puternică: În loc ca fiecare departament să lucreze independent, proiectarea, achizițiile, logistica, resursele umane, finanțele, HSE, punerea în funcțiune și construcția funcționează acum într-un singur ecosistem comun numit LUCID. Astăzi, peste 300 de angajați Parapet folosesc platforma în fiecare zi, indiferent de țara sau șantierul în care lucrează. LUCID monitorizează zeci de proiecte solare, eoliene și BESS aflate în derulare și integrează, în același timp, sute de vehicule și utilaje de construcții care operează în întreaga Europă.

Ce este, mai exact, LUCID și cum schimbă gestionarea de zi cu zi a unui șantier eolian, fotovoltaic sau BESS?

În esență, este o platformă operațională ce oferă o imagine în timp real a tot ceea ce se întâmplă în portofoliul nostru: de la primul pilon introdus în pământ până la punerea

în funcțiune a centralei electrice sau a unității de stocare. Fiecare activitate relevantă este înregistrată și vizualizată în timp real. Managerii de proiect pot vedea imediat câte module fotovoltaice au fost montate, cât beton a fost turnat pentru fundațiile turbinelor eoliene, unde se află echipamentele, ce livrări au ajuns, câte persoane lucrează pe șantier și cum avansează lucrările față de graficul stabilit.

Așadar, în loc să aștepte rapoarte zilnice sau săptămânale, echipele de management au acces la tablouri de bord operaționale care se actualizează continuu. Clienții pot accesa, de asemenea, tablouri de bord dedicate propriilor proiecte, care le oferă vizibilitate în timp real asupra execuției.

Care este cea mai importantă schimbare adusă de noul model operațional și cu ce beneficii pentru dezvoltatorii din sectorul energiei regenerabile?

Cea mai importantă schimbare nu este automatizarea, ci viteza de luare a deciziilor. În mod tradițional, managerii de proiect primesc informații despre progres la câteva ore sau, uneori, la câteva zile. Până când o problemă devenea vizibilă, aceasta afectase adesea deja graficul de execuție. Astăzi, deciziile sunt luate în timp ce lucrările sunt în desfășurare. Dacă montarea modulelor avansează mai repede decât era estimat, dar livrările de invertoare întârzie, departamentul de achiziții vede imediat situația. Dacă o activitate de punere în funcțiune întârzie, impactul asupra etapelor de lucru următoare devine imediat vizibil. În loc să reacționeze la informațiile de ieri, echipele își gestionează proiectele pe baza datelor operaționale în timp real.

Pentru o companie EPC care livrează proiecte de mare anvergură, această diferență influențează direct termenele de livrare, costurile proiectelor și profitabilitatea. Avantaje ce se reflectă în portofoliile dezvoltatorilor. Pentru aceștia, digitalizarea aduce mai multă transparență, un control mai bun al costurilor și premisele unei livrări mai rapide.

Pot platformele digitale să contribuie la soluționarea uneia dintre cele mai mari provocări ale Europei: deficitul de forță de muncă specializată?

Cu siguranță, dar poate nu în modul în care se așteaptă mulți. Tehnologia nu îi va înlocui pe inginerii, electricienii sau specialiștii cu experiență în punerea în funcțiune. Ceea ce poate face digitalizarea este să crească productivitatea fiecărui profesionist.

Fluxurile de lucru digitale reduc sarcinile administrative și repetitive, automatizează documentația și standardizează

> ***Cred că inteligența artificială va avea cel mai mare impact cu mult înainte ca problemele din etapa de construcție să apară efectiv. În loc să ne arate că un proiect este deja în întârziere, inteligența artificială va identifica, cu câteva săptămâni înainte, tiparele care indică probabilitatea apariției unor întârzieri.***

procedurile. Platformele digitale accelerează și procesul de integrare: când cineva se alătură unui proiect într-o altă țară, lucrează imediat după aceleași standarde operaționale, proceduri și structuri de raportare.

Obiectivul este să le permitem profesioniștilor în domeniu să coordoneze mai multe proiecte, mai eficient.

Ce rol credeți că vor avea inteligența artificială, modelul operational bazat pe digitalizare, în sectorul EPC în următorii ani și cu ce impact asupra dezvoltării la nivel local și internațional?

Cred că inteligența artificială va avea cel mai mare impact cu mult înainte ca problemele din etapa de construcție să apară efectiv. În loc să ne arate că un proiect este deja în întârziere, inteligența artificială va identifica, cu câteva săptămâni înainte, tiparele care indică probabilitatea apariției unor întârzieri.

Vedem un potențial semnificativ în estimarea productivității, optimizarea planificării, planificarea achizițiilor, analiza performanței furnizorilor și identificarea riscurilor. Același lucru este valabil și pentru operarea activelor. Mentenanța predictivă va identifica tot mai frecvent problemele echipamentelor înainte ca defecțiunile să afecteze producția.

Cât despre extinderea internațională, aceasta este prezentată adesea drept o provocare comercială. În realitate, este o provocare operațională. Adevărata întrebare nu este dacă poți câștiga proiecte într-o altă țară, ci dacă le poți executa respectând aceleași standarde, indiferent de locație. Aici digitalizarea devine un avantaj strategic.

La Parapet, odată ce un flux de lucru își dovedește eficiența într-un proiect, îl putem reproduce în fiecare țară în care operăm. Procesele de proiectare, standardele de siguranță în muncă, structurile de raportare, fluxurile de achiziții și controalele de calitate rămân identice, fiind integrate în aceeași platformă operațională.

Digitalizarea devine astfel un avantaj strategic ce ne permite să livrăm proiecte cu aceeași disciplină operațională, transparență și calitate a execuției, indiferent de piață, de fiecare dată.

Wind Open Day 2026:
Energia eoliană, văzută din teren

Wind Open Day a ajuns în 2026 la cea de-a noua ediție și a adus peste 150 de participanți în județul Galați, în două proiecte eoliene aflate în etape diferite. Green Breeze, de 99,2 MW, deținut de Nala Renewables, fusese recent energizat și se afla în etapa de punere în funcțiune, în timp ce Ansthall, proiect de 96 MW al HELLENiQ Renewables, era în construcție, cu lucrările la fundații aproape finalizate. Ambele sunt dezvoltate și construite de OX2 și însumează aproape 200 MW de capacitate nouă.

Vizita a arătat concret drumul de la proiect la producția de electricitate: infrastructură de șantier, fundații, transportul componentelor, montaj, stații electrice, testare și racordare. Componenta educațională a rămas importantă. Alături de reprezentanți ai industriei, autorități, investitori și presă au participat circa 20 de studenți ai Facultății de Energetică din cadrul Politehnicii București și aproximativ 30 de elevi din comuna Cuca. Cele două șantiere le-au oferit imaginea etapelor succesive prin care trece un parc eolian, de la fundații și drumuri până la energizare, testare și conectarea la rețea. Inclusiv drumul către Galați a făcut parte din eveniment, participanții călătorind într-un vagon special dedicat Wind Open Day.

Wind Open Day a început în 2017, printr-o vizită organizată de RWEA și Greenpeace România la parcul eolian EDPR din Făcăeni, pentru a explica publicului, direct în teren, cum funcționează energia eoliană. Ediția din 2019, la Fântânele-Cogealac, a adus în prim-plan reconversia profesională a minerilor din Valea Jiului, iar ediția a patra, din 2021, a fost legată de lansarea RenewAcad, centrul de pregătire pentru sectorul regenerabilelor. În ultimii ani, inițiativa a urmărit evoluția industriei: în 2024 la centrul Vestas din Mihail Kogălniceanu, iar în 2025 pe șantierul VIFOR. După nouă ediții, Wind Open Day a devenit un punct de întâlnire între industrie, tineri, comunități și public, cu accent pe experiența directă din teren.

6 Energia fotovoltaică: versatilitate, inovare și noi modele de dezvoltare

824
239
238
650
106
236
237
235
800
801
802
1156
101
1109
1104
1106
234
2001
112
504
707
693
116
712
735
948
476
737
735
63
477
704
61
479
645
647
648
649
650
233
814
115
304
646
235
234
116
645
305
160
303
110
654
527
905
655
581
112
909
2146
526
156
147
580
149

Prosumatorul – de la expansiune la integrare

În mai puțin de patru ani, prosumatorii au trecut de la o prezență marginală în Sistemul Energetic Național la unul dintre cele mai mari segmente din punct de vedere al capacității instalate. După o perioadă de expansiune accelerată, piața intră într-o nouă etapă în care stocarea, noile mecanisme de compensare și comunitățile de energie încep să redefinească rolul prosumatorului și să contureze un profil distinct pentru România în Europa Centrală și de Est.

IRENE MIHAI,
Policy Director RPIA

Dintre pieţele europene, România a avut, de departe, una dintre cele mai spectaculoase evoluții ale segmentului prosumatorilor. În mai puțin de patru ani, capacitatea instalată a crescut de la câteva zeci de megawați la începutul lui 2022 la peste 4,2 GW în prezent, ceea ce a transformat generarea distribuită dintr-un element virtual inexistent într-unul dintre cele mai mari componente ale Sistemului Energetic Național.

Expansiunea segmentului a fost susținută de o combinație de factori, printre care un cadru de reglementare favorabil, acces facil la rețea și programe de finanțare dedicate. Pornind de la o definiție flexibilă a prosumatorului – clientul final care produce energie din surse regenerabile pentru consum propriu și poate livra surplusul în rețea, fără ca această activitate să reprezinte principala sa activitate comercială sau profesională –legislația a urmărit reducerea barierelor și creșterea atractivității economice a investițiilor. În paralel, procedurile de racordare au fost simplificate, iar dezvoltarea pieței a fost susținută printr-o serie de facilități, precum posibilitatea comercializării energiei fără licență de exploatare, exceptarea de la achiziționarea certificatelor verzi și, pentru persoanele fizice, scutirea de la obligațiile fiscale aferente energiei produse. Începând din 2022, acestora li s-au adăugat compensarea cantitativă pentru instalațiile de până la 200 kW și regularizarea financiară pentru capacitățile cuprinse între 200 și 400 kW, mecanisme care au contribuit la creșterea atractivității economice a investițiilor pentru consumatorii finali.

Complementar evoluțiilor legislative, programele de finanțare, precum Casa Verde Fotovoltaice, Electric UP și apelurile dedicate prin PNRR, au susținut instalările atât la nivel rezidențial, cât și în rândul IMM-urilor și în sectorul HoReCa. Efectul cumulat al acestor măsuri se reflectă în dimensiunea segmentului, care la sfârșitul lunii iulie 2026, a depășit 373.249 de prosumatori, cu o capacitate totală de 4.148 MW, dintre care aproximativ 90% (337.607) persoane fizice, cu 2.149 MW instalați și 10% (35.642) persoane juridice, însumând 1.999 MW.

După etapa de expansiune accelerată din 2023–2024,

piața începe însă să își schimbe profilul. Dacă până recent accentul a fost pus aproape exclusiv pe instalarea de noi capacități de producție, din 2025 devine tot mai vizibilă integrarea sistemelor de stocare și creșterea numărului de proiecte hibride. Astfel, numărul prosumatorilor care dețin baterii s-a dublat în circa șapte luni, de la aproximativ 65.000 la sfârșitul lui 2025 la 139.967 în prezent, dintre care 97% sunt persoane fizice. Evoluția actuală indică o accelerare a hibridizării, în special în sectorul rezidențial, unde stocarea permite creșterea autoconsumului și utilizarea energiei produse în afara orelor de producție.

Noi reglementări pentru prosumatori

Pe măsură ce segmentul prosumatorilor crește și devine mai complex, cadrul de reglementare trebuie să se adapteze unei piețe în care producția și autoconsumul sunt tot mai strâns integrate. Un prim pas în această direcție a fost făcut prin adoptarea Legii nr. 160/2026, care modifică Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, extinzând definiția prosumatorului pentru a include stocarea. Legislația păstrează compensarea cantitativă pentru instalațiile de până la 200 kW și regularizarea financiară pentru cele cu puteri cuprinse între 200 și 400 kW, dar introduce o abordare mai flexibilă asupra modului în care energia poate fi utilizată și valorificată. În acest nou cadru, persoanele fizice cu instalații de până la 27 kW, pot folosi valoarea rezultată din compensarea cantitativă inclusiv pentru plata energiei la alte locuri de consum sau a facturilor de gaze naturale, dacă acestea sunt în portofoliul aceluiași furnizor, marcând o trecere la o abordare integrată.

Aplicarea efectivă a noilor prevederi depinde însă și de adoptarea normelor secundare, care vor detalia mecanismele și procedurile necesare implementării.

De la individual la colectiv

Dacă până acum dezvoltarea prosumatorilor s-a concentrat în principal pe instalații individuale, noul cadru de reglementare pentru comunitățile de energie deschide treptat calea către forme colective de producere, consum și valorificare a energiei.

În 2026, Ordinul ANRE nr. 9/2026 a stabilite regulile pentru participarea comunităților la piețele angro, inclusiv pentru vânzarea surplusului după acoperirea consumului membrilor, precum și condițiile în care capacitățile de stocare pot fi utilizate pentru furnizarea de servicii către operatorii de rețea. Cadrul a fost completat în iunie 2026 prin constituirea Registrului național al comunităților de energie, care introduce condițiile necesare pentru recunoașterea și funcționarea acestora. Printre criteriile prevăzute se numără participarea deschisă și voluntară, existența a cel puțin cinci membri, exercitarea controlului efectiv de către aceștia și orientarea activității către beneficii economice, sociale sau de mediu pentru membri ori

pentru comunitatea locală. Sunt prevăzute, de asemenea, cerințe privind racordarea la același operator de distribuție și utilizarea sistemelor de măsurare inteligentă.

Traiectoria prosumatorilor confirmă încă o dată caracterul distinct al transformării pieței energetice românești. Într-un peisaj regional relativ eterogen, România își construiește un profil propriu, în care producția distribuită este un una dintre forțele care modelează evoluția sectorului.

De la acoperiș la balcon: era „plug & play”

Sistemele fotovoltaice de mici dimensiuni, de tip „plug & play” sunt o soluție din ce în ce mai răspândită la nivel european datorită instalării lor simple, a costurilor reduse și a gamei largi de aplicare, inclusiv de către persoanele care locuiesc în chirie, dat fiind că nu implică modificări structurale ale clădirii.

În România, pentru instalațiile cu o putere mai mică de 800 W, normele tehnice de racordare nu impun restricții sau condiții specifice suplimentare. Chiar și în cazul acestor sisteme de mici dimensiuni, instalarea trebuie însă realizată de electricieni autorizați sau de firme atestate de ANRE. Dacă energia produsă este utilizată exclusiv pentru autoconsum, fără injectarea surplusului în rețea, este suficientă notificarea operatorului și respectarea cerințelor tehnice aplicabile. În schimb, valorificarea excedentului presupune obținerea calității de prosumator. În cazul instalării panourilor pe balcon sau fațadă, trebuie respectată și legislația în domeniul construcțiilor și urbanismului. În practică, aceasta poate presupune acordul asociației de proprietari și, de regulă, obținerea avizelor de urbanism și a autorizației de construire din partea autorității locale, în conformitate cu Legea nr. 50/1991.

O nouă metodă de supervizare a construcției proiectelor solare

AI Clearing

Imaginile realizate cu drone sunt folosite tot mai frecvent pe șantierele proiectelor fotovoltaice, dar fotografiile, singure, nu garantează calitatea. Adevărata valoare apare după zbor, în urma unei analize sistematice și automatizate, care poate identifica problemele înainte ca remedierea lor să devină costisitoare.

Un zbor cu drona deasupra unui șantier solar este ușor de programat. Dar zborul nu reprezintă, în sine, o inspecție: imaginile aeriene sunt doar date până când sunt analizate prin raportare la proiectul tehnic. Fără această etapă, fotografiile pot crea impresia că lucrările sunt complete, în vreme ce ele ascund abateri care devin vizibile abia la punerea în funcțiune.

Ce se întâmplă după zbor

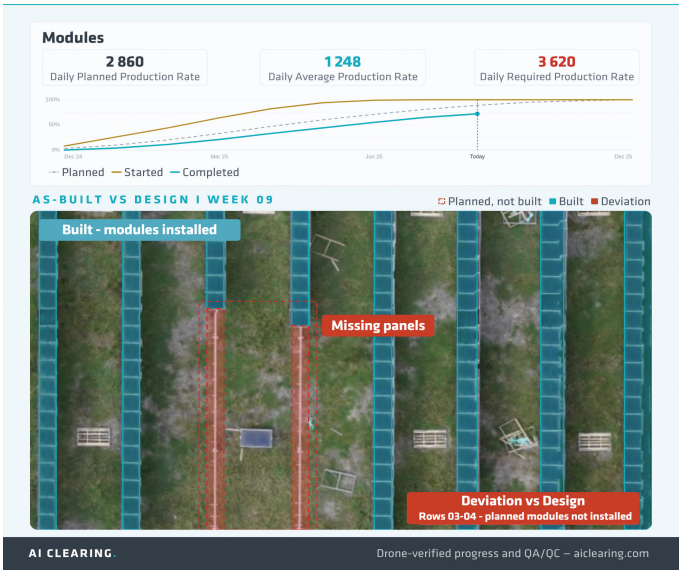
Monitorizarea construcției nu se îmbunătățește prin creșterea numărului de vizite pe șantier, ci prin tratarea fiecărui zbor ca o sursă de date care trebuie interpretată. Transformarea imaginilor de pe șantier în modele 3D poate arăta ce s-a schimbat față de zborul anterior. Procesul funcționează cel mai bine atunci când este automatizat și bazat pe inteligență artificială antrenată cu date din construcții – abordarea aflată la baza platformei AI Clearing.

Prin compararea fiecărui model 3D cu proiectul, graficul de execuție și datele zborului anterior, platforma urmărește progresul, identifică abaterile și semnalează probleme precum module montate necorespunzător, componente lipsă sau lucrări care nu respectă specificațiile. Analiza este realizată în aceeași zi, iar raportul este disponibil în câteva ore.

Metoda poate fi utilizată și după finalizarea proiectului, în etapa de operare și mentenanță (O&M), când imaginile termice permit identificarea defectelor într-un parc solar aflat în funcțiune – puncte fierbinți, panouri deteriorate sau conexiuni defecte.

Dincolo de urmărirea progresului

În cazul proiectelor de mari dimensiuni, metoda poate reduce ciclurile de verificare de la săptămâni la zile și poate înlocui notițele disparate de șantier cu o evidență unică, actualizată permanent, pe care proprietarii activelor, antreprenorii generali și companiile EPC se pot baza. Clienții care utilizează monitorizarea automatizată raportează reduceri de CapEx de până la 4% față de inspecțiile manuale, iar analiza bazată pe AI a contribuit la reducerea duratei de construcție cu până la 20 de zile pe an.



Aceste informații schimbă și modul în care sunt soluționate disputele. Fiecare zbor generează o documentare obiectivă a lucrărilor executate și a momentului în care acestea au fost realizate – o sursă unică de date, dificil de contestat de oricare dintre părți. În proiectele susținute de astfel de dovezi, costul soluționării cererilor contestate scade, în medie, cu 20%.

Despre AI Clearing

AI Clearing este o companie care utilizează inteligența artificială pentru a îmbunătăți monitorizarea și verificarea progresului lucrărilor în proiectele de infrastructură de mari dimensiuni. Compania are prima soluție AI din sectorul construcțiilor certificată ISO 42001.

Construim viitorul acolo unde apa întâlnește energia

WALDEVAR Floating PV construiește o infrastructură de nouă generație pentru energie regenerabilă, care aduce la un loc apa, ingineria și energia solară. Bazându-se pe experiența extinsă a WALDEVAR în domeniul EPC, noua companie reunește sub aceeași umbrelă toate competențele esențiale pentru proiectele FPV: inginerie hidrotehnică, studii hidrografice și modelare, inginerie electrică și structurală, sisteme de ancorare și amarare, construcție, punere în funcțiune și servicii dedicate de operare și mentenanță. O singură echipă, o abordare integrată.

Activitatea noastră începe cu înțelegerea apei. Fiecare amplasament este diferit. Lacurile de acumulare hidroenergetice, lacurile de carieră, bazinele industriale și cele de acvacultură au fiecare propria dinamică. De aceea, nu adaptăm soluții standard la condițiile de pe apă. Proiectăm fiecare sistem FPV pornind de la caracteristicile apei. De la primele investigații ale amplasamentului până la operarea pe termen lung, fiecare decizie tehnică este determinată de condițiile locale, constrângerile de mediu și comportamentul apei.

Abordarea multidisciplinară ne permite, de asemenea, să integrăm FPV într-un ecosistem energetic mai larg. Analizăm modul în care energia solară plutitoare poate funcționa împreună cu infrastructura existentă, hidroenergia, sistemele de stocare și racordarea la rețea, pentru a valorifica mai bine activele deja disponibile.

Ne dezvoltăm și propriile capabilități necesare proiectelor pe care le realizăm. Am proiectat propria navă de mare capacitate pentru instalarea ancorelor. O nouă unitate de producție în Europa, cu o capacitate anuală de peste 600 MW, va duce integrarea și mai departe. Combinația dintre competențele de inginerie, echipamentele dedicate și capacitatea de producție ne oferă un control mai mare asupra calității, execuției și livrării proiectelor.

Experiența noastră prinde deja contur pe apă. Proiectul Nufărul de 10 MWp pentru Hidroelectrica contribuie la dezvoltarea hibridizării hidro-solare în România. În Franța, am livrat un parc fotovoltaic flotant de 14 MWp pe lacul unei balastiere.

Ape diferite. Provocări diferite. Aceeași abordare inginerească.

Dezvoltăm mai mult decât proiecte fotovoltaice flotante. Construim expertiza, tehnologia și metodele de inginerie pentru o industrie al cărei potențial abia începe să se contureze.

WALDEVAR
FLOATING PV

Potențialul solar al României se vede mai bine din satelit

DR. FRANK KASPAR,
EUMETSAT, Darmstadt

Observațiile satelitare pe termen lung pot furniza informații de înaltă rezoluție despre potențialul solar specific fiecărui amplasament și despre variabilitatea acestuia. EUMETSAT este responsabilă de operarea seriei de sateliți METEOSAT, care observă condițiile meteorologice din Europa și din alte regiuni ale lumii încă din 1977. Prezentăm aici modul în care aceste observații sunt utilizate pentru a furniza informații relevante în evaluarea potențialului solar la nivel național, cu exemple pentru România.

Patru decenii de date satelitare pentru planificarea energiei solare

Extinderea tot mai rapidă a sistemelor de producere a energiei solare necesită informații fiabile despre disponibilitatea resursei solare. Organizația Europeană pentru Exploatarea Sateliților Meteorologici (EUMETSAT) operează sistemele europene de sateliți meteorologici și furnizează observații continue asupra atmosferei, oceanelor, suprafeței terestre și climei, pentru a sprijini prognoza meteo, monitorizarea climei, serviciile de mediu și o gamă largă de aplicații socio-economice.

EUMETSAT este o organizație interguvernamentală cu sediul la Darmstadt, Germania, care deservește cele 30 de state membre și colaborează îndeaproape cu serviciile meteorologice naționale ale acestora. Organizația operează atât sateliți geostaționari METEOSAT, cât și sateliți cu orbită polară, asigurând observații neîntrerupte ale sistemului terestru, 24 de ore din 24.

Primul satelit METEOSAT a fost lansat în noiembrie 1977, iar continuitatea observațiilor a fost asigurată printr-o serie de sateliți succesivi. Arhiva de date METEOSAT acoperă în prezent mai mult de patru decenii, ceea ce o transformă într-o resursă valoroasă pentru realizarea unor serii coerente de date climatice pe termen lung.

Cartografierea la rezoluție înaltă a resursei solare a României

Una dintre aplicațiile datelor METEOSAT este evaluarea radiației solare care ajunge la suprafața Pământului, în sprijinul aplicațiilor din domeniul energiei solare. Informațiile privind radiația solară obținute din satelit completează măsurătorile realizate de rețelele naționale de observație de la sol și oferă acoperire asupra continentelor și oceanelor,

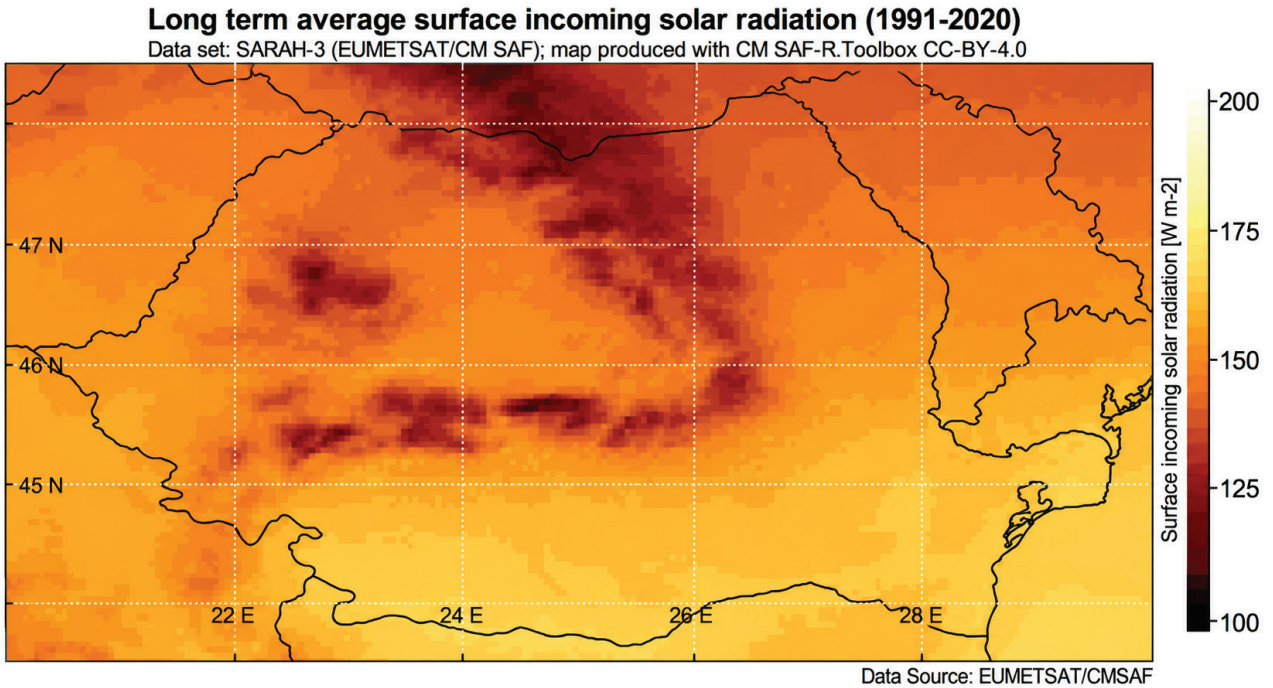


Figura 1

pe baza unei metodologii unitare dincolo de granițele naționale, inclusiv în regiuni unde observațiile de la sol sunt limitate.

O contribuție importantă a EUMETSAT la evaluarea resursei solare este oferită prin Satellite Application Facility on Climate Monitoring (CM SAF). CM SAF generează serii de date climatice de înaltă calitate și pe termen lung, derivate din observații satelitare.

Printre produsele sale se numără Surface Solar Radiation Data Set – Heliosat (SARAH), bazat pe observațiile seriei de sateliți METEOSAT și care furnizează date din 1983 până în prezent. Versiunea 3 (SARAH-3) include iradianța globală orizontală, iradianța solară la suprafață, iradianța directă, durata de strălucire a soarelui și alți parametri.

SARAH-3 oferă o rezoluție spațială de 0,05° și o rezoluție temporală de până la 30 de minute în câmpul de observație METEOSAT. Studiile de validare indică un nivel ridicat de precizie și stabilitate pe termen lung, ceea ce face setul de date potrivit pentru aplicațiile din domeniul energiei regenerabile care necesită informații pe perioade îndelungate.

Pe baza SARAH-3, Figura 1 prezintă media pe termen lung a radiației solare incidente la suprafață în România, obținută din date satelitare pentru perioada de referință de 30 de ani 1991-2020.

Figura 1: Media pe termen lung a radiației solare incidente la suprafață în România pentru perioada de referință 1991-2020 (set de date: SARAH-3, furnizat de CM SAF al EUMETSAT; Pfeifroth et al., 2024), CC-BY-4.0.

Energia solară și cea eoliană se completează de-a lungul unui an

Rezoluția temporală ridicată a setului de date permite și evaluarea variabilității resursei solare la diferite scări de timp, de exemplu sezonalitatea sau frecvența și durata perioadelor cu producție redusă.

Figura 2 prezintă ciclul sezonier al radiației solare în România, pe baza valorilor medii lunare din perioada 1991-2020, împreună cu intervalul valorilor lunare individuale. Graficul ilustrează clar faptul bine cunoscut că radiația solară este mai ridicată vara. Este însă important de remarcat că

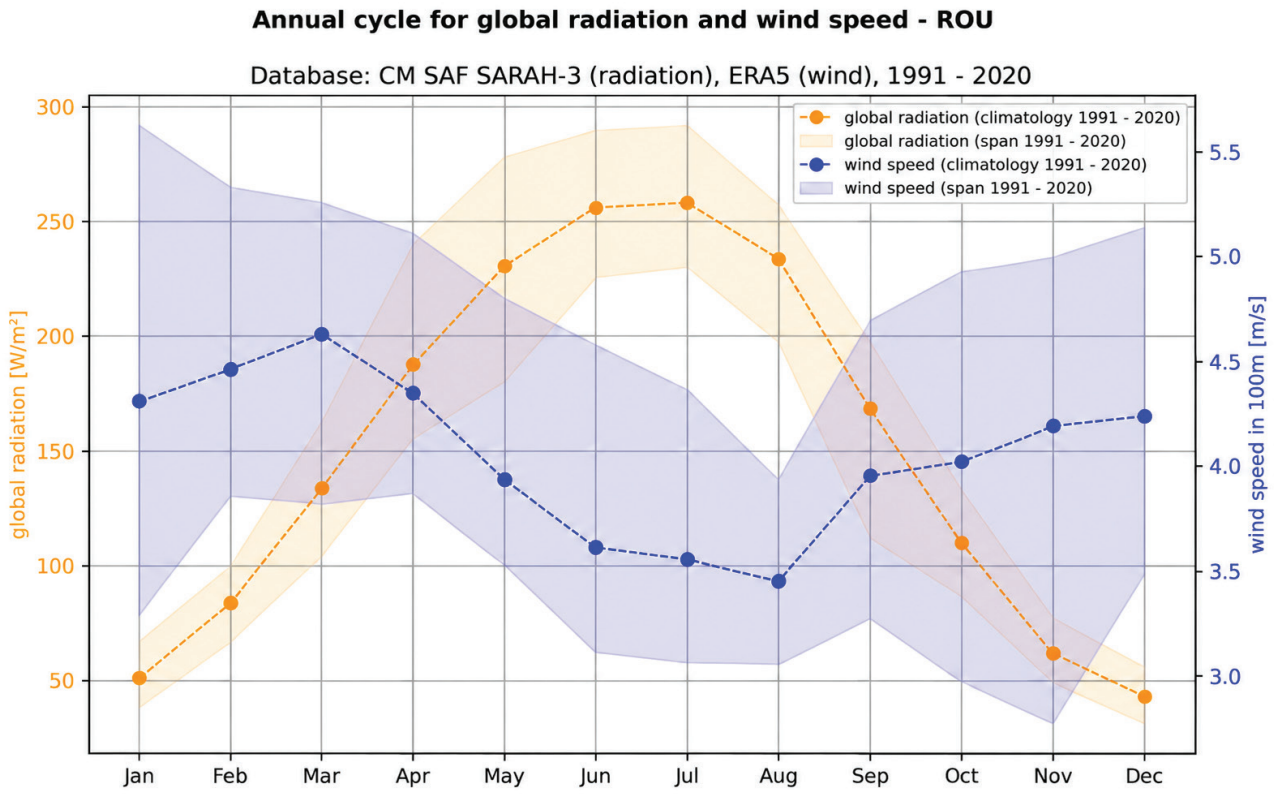


Figura 2

variația sezonieră a vitezei vântului în țările europene este, de regulă, complementară celei solare (a se vedea, de exemplu, Kaspar et al., 2019).

Figura utilizează date privind viteza vântului la o înălțime de 100 m deasupra solului, provenite din reanaliza globală ERA5 a Serviciului Copernicus privind Schimbările Climatice (C3S). Un set de date de reanaliză este realizat prin combinarea observațiilor meteorologice istorice cu modele atmosferice de ultimă generație. ERA5 utilizează pe scară largă date satelitare (Hersbach et al., 2020) și reprezintă astfel un alt exemplu al modului în care datele EUMETSAT susțin, direct sau indirect, aplicații specifice diferitelor sectoare.

Combinarea unor asemenea seturi de date de înaltă rezoluție permite evaluarea caracteristicilor temporale și spațiale ale fenomenelor meteorologice care pot crea dificultăți pentru sectorul energetic, precum perioadele în care producția eoliană și solară sunt simultan reduse sau situațiile în care condițiile meteorologice determină creșterea consumului de energie, de exemplu pentru încălzire sau răcire.

Figura 2: Ciclul sezonier mediu al radiației solare și al vitezei vântului în România. Pe anumite segmente ale curbelor de putere, producția de energie eoliană variază aproximativ proporțional cu cubul vitezei vântului (v^3). În consecință, sezonalitatea producției de energie eoliană este și mai pronunțată decât sezonalitatea vitezei vântului. (Sursa: Tim Usedly, Deutscher Wetterdienst, CC-BY-4.0)

Combinarea datelor satelitare cu măsurătorile locale

Observațiile furnizate de sateliții METEOSAT ai EUMETSAT oferă o oportunitate unică de a construi serii de date climatice pe termen lung, cu informații care

acoperă în mod cuprinzător cea mai mare parte a Europei și regiuni din afara acesteia.

Seturile de date sunt deja utilizate în diverse aplicații din domeniul energiei, precum sistemul PhotoVoltaic Geographical Information System al Comisiei Europene, implementat de JRC.

Datele obținute prin satelit oferă informații coerente la scară largă. Acuratețea și relevanța lor pot fi îmbunătățite în continuare prin combinarea cu date locale, precum măsurătorile realizate de stațiile meteorologice. Din acest motiv, recomandăm întotdeauna și consultarea experților naționali.

Referințe

Hersbach, H., et al.: The ERA5 global reanalysis, Q. J. Roy. Meteorol. Soc., https://doi.org/10.1002/qj.3803, 2020.

Kaspar, F., et al.: A climatological assessment of balancing effects and shortfall risks of photovoltaics and wind energy in Germany and Europe, Adv. Sci. Res., 16, 119–128, https://doi.org/10.5194/asr-16-119-2019, 2019.

Pfeifroth, U., et al.: SARAH-3 – satellite-based climate data records of surface solar radiation, Earth Syst. Sci. Data, 16, 5243–5265, https://doi.org/10.5194/essd-16-5243-2024, 2024.

Reciclare, reutilizare, reziliență – viitorul circular al industriei europene

În mai puțin de șase ani, energia fotovoltaică s-a transformat dintr-o resursă marginală în unul din pilonii tranziției energetice la nivelul Uniunii Europene. Triplarea capacității instalate și ritmul accelerat al conectărilor aduce însă două provocări centrale – un volum tot mai mare de panouri va ajunge, în următorii ani, la sfârșitul duratei de viață, iar lanțul global de aprovizionare, concentrat într-o singură regiune, creează un nou tip de vulnerabilitate. Deși par două subiecte distincte, ele sunt, de fapt, fețe ale aceleiași monede, iar recuperarea materialelor din panourile scoase din uz poate susține dezvoltarea unei baze industriale europene reziliente.

IRENE MIHAI,
Policy Director RPIA

Pe fondul crizelor sanitare, climatice și energetice, care au marcat începutul anilor 2020 și în contextul Pactului Verde European și al planului REPowerEU, energia fotovoltaică a devenit unul dintre pilonii tranziției curate și ai securității Uniunii Europene. Susținută de ținta de 750 GWdc (600 GWac) până în 2030 și de eforturile de consolidare a autonomiei strategice, capacitatea solară s-a triplat în mai puțin de șase ani, ajungând de la 139 GW în 2021 la peste 420 GW în prezent.

Ritmul accelerat al instalărilor contribuie la reducerea dependenței de importurile de combustibili fosili și susține consolidarea securității energetice. În același timp, însă, lanțurile de aprovizionare pentru industria fotovoltaică rămân puternic concentrate în afara Uniunii Europene, ceea ce menține expunerea sectorului la vulnerabilități externe. Drept rezultat, una dintre soluțiile urmărite la nivel european este dezvoltarea capacității industriale proprii și creșterea producției locale. Totuși, atât timp cât materiile prime necesare producției provin, la rândul lor, preponderent din surse externe, efectul unei astfel de măsuri rămâne limitat.

Complementar dimensiunii de securitate, creșterea capacității instalate conduce la un volum ridicat de panouri care va ajunge la sfârșitul duratei de viață, ceea ce ridică problema colectării, tratării și reciclării lor. Compoziția acestor echipamente creează, însă, o legătură directă cu dimensiunea securității aprovizionării – panourile fotovoltaice conțin cantități semnificative de aluminiu, cupru, siliciu și argint, care sunt necesare proceselor de producție. Astfel, recuperarea lor poate constitui o sursă secundară de materii prime, necesară industriei locale. Pentru ca acest potențial să poată fi valorificat, este însă necesar un cadru adecvat care să susțină recuperarea materialelor și reintroducerea lor în economie.

Element	UE	România	Prevederi
Cadru legal	Directiva 2012/19/UE, modificată prin Directiva (UE) 2024/884	OUG nr. 5/2015, modificată prin Legea 127/2024. Transpunerea completă a Directivei (UE) 2024/884 face obiectul PL-x 174/2026, aflat în procedură parlamentară.	Cadrul se aplică producătorilor/importatorilor, distribuitorilor, colectorilor și operatorilor de tratare.
Înregistrarea producătorilor	Reglementează instituirea unui sistem de înregistrare și raportare a producătorilor	Registrul național al producătorilor de EEE, gestionat de ANMAP (Art. 38 OUG nr.5/2015)	Producătorul/importatorul se înscrie în Registrul național al producătorilor de EEE și trebuie să obțină număr de înregistrare înainte de prima introducere pe piață.
Răspunderea extinsă a producătorului	Instituie mecanismele responsabilitate a producătorului	Art. 25 alin. (6)-(8) și art. 38 OUG nr. 5/2015; Ordinul nr. 269/2019.)	Producătorul alege și declară modalitatea de conformare (individual, cu plan de operare aprobat sau prin contract de transfer al responsabilității către o organizație colectivă autorizată). Pentru panouri, contractul trebuie să acopere categoria 4[2] - Panouri fotovoltaice. Nu este suficient un contract generic de colectare a deșeurilor.
Finanțarea gestionării deșeurilor	Instituie modalitatea de finanțare a colectării, valorificării și eliminării deșeurilor	Art. 28 și art. 33 OUG nr. 5/2015, în funcție de categoria utilizatorilor.	În sistem colectiv, declară cantitățile acoperite și achită contribuțiile prevăzute în contract; în sistem individual, finanțează operațiunile prin sistemul propriu. Pentru panourile furnizate în prezent utilizatorilor profesionali, art. 33 stabilește finanțarea în sarcina producătorului.
Colectarea panourilor	Introduce obligativitatea colectării separate	Art. 10 și art. 13 OUG nr. 5/2015	Deținătorul predă panourile unui sistem autorizat; producătorul/OIREP asigură preluarea și traseul ulterior.
Tratare și reciclare	DEEE trebuie tratate în instalații corespunzătoare și valorificate conform cerințelor directivei	Art. 20-27 OUG 5/2015 și Ordinul nr. 417/2021	Organizațiile de colectare trebuie să direcționeze DEEE către tratare; operatorii autorizați separă sau recuperează materialele și țin evidența maselor rezultate.

De la instalare la responsabilitatea pentru întregul ciclu de viață

La nivel european, panourile fotovoltaice sunt tratate, din perspectiva gestionării, ca echipamente electrice și electronice și intră sub incidența Directivei 2012/19/UE privind deșeurile de echipamente electrice și electronice, modificată prin Directiva (UE) 2024/884. În acest cadru, producătorilor le revine, în aplicarea principiului răspunderii extinse, obligația de a asigura finanțarea operațiunilor de colectare, tratare, valorificare și eliminare în condiții conforme cu cerințele de protecție a mediului. În România, regimul aplicabil este stabilit prin OUG nr. 5/2015, modificată prin Legea nr. 127/2024, care transpune Directiva 2012/19/UE.

Cadrul actual stabilește, așadar, traseul și responsabilitățile pentru panourile ajunse la sfârșitul duratei de viață. Din perspectiva circularității, însă, Directiva privind deșeurile electrice și electronice rămâne un instrument imperfect. Panourile fotovoltaice sunt încadrate în aceeași clasă ca echipamentele de mari dimensiuni și sunt supuse, în principal, acelorași obiective de valorificare și reciclare aplicabile întregii categorii. În consecință, elementele care ar putea fi recuperate sunt adesea devalorizate din cauza procedurilor neadecvate de tratare.

De la deșeuri la reziliență industrială

Potențialul reutilizării materialelor depășește însă cadrul gestionării deșeurilor, iar în acest sens, prin Critical Raw Materials Act (Regulamentul (UE) 2024/1252), Uniunea Europeană urmărește să își consolideze accesul la materiile prime necesare sectoarelor strategice și să reducă dependența de surse externe concentrate geografic. Pentru 2030, CRMA fixează, între altele, un reper potrivit căruia capacitatea de reciclare a Uniunii ar trebui să poată produce cel puțin 25% din consumul anual de materii prime strategice.

În paralel, Net-Zero Industry Act vizează consolidarea producției europene cu obiectivul ca, până în 2030, să poată acoperi cel puțin 40% din necesarul anual al Uniunii pentru tehnologiile cu emisii nete zero. Carta Solară Europeană completează această direcție prin măsuri destinate consolidării competitivității și rezilienței industriei fotovoltaice europene și stimulării cererii pentru produse fabricate în Europa.

Trebuie subliniat că circularitatea nu poate elimina pe deplin dependența de sursele externe, însă poate diversifica baza de aprovizionare și păstra în economia europeană o parte mai mare din valoarea materialelor deja introduse pe piață. Privite împreună, gestionarea deșeurilor și consolidarea producției europene sunt componente ale aceluiași demers de consolidare a rezilienței sectorului fotovoltaic.

Bune practici

Prin programul Horizon Europe, Uniunea Europeană finanțează proiecte care vizează atât recuperarea materiilor prime din panourile care ating sfârșitul vieții, cât și dezvoltarea unor procese de producție mai eficiente și competitive. Două exemple în acest sens sunt RETRIEVE (Reintegration of Photovoltaic Waste Back Into Manufacturing as High Value Products) și EMPOWER (Alternative Processes and Equipment for Advanced Manufacturing of PV Technologies to Boost the European Energy Independence), care urmăresc închiderea cercului dintre reciclare și producție. RETRIEVE vizează dezvoltarea unor soluții avansate pentru recuperarea și valorificarea materialelor provenite din panourile ajunse la sfârșitul duratei de viață, în timp ce EMPOWER se concentrează asupra consolidării capacităților și tehnologiilor de producție de-a lungul lanțului valoric fotovoltaic european. Romanian Photovoltaic and Storage Industry Association (RPIA) este partener în ambele proiecte, contribuind astfel la conectarea ecosistemului fotovoltaic din România la inițiativele europene de cercetare și inovare.

7

Forța de muncă: educație și competențe pentru energia viitorului

Puterea oamenilor. Forța de muncă din spatele energiei eoliene, solare și stocării din România

SEBASTIAN ENACHE,
Director, RenewAcad

Sectorul energiei regenerabile din România a trecut de la o nișă la o prioritate industrială națională. Începând din 2024, actualizarea Planului Național Integrat Energie-Schimbări Climatice (PNIESC), maturizarea cadrului de racordare și autorizare, precum și un val de proiecte eoliene, fotovoltaice și de stocare în baterii la scară mare au adus sectorul într-o nouă etapă.

În spatele fiecărui megawatt din acest portofoliu de proiecte se află o constrângere mai puțin vizibilă, dar mai dificil de depășit: oamenii. Un electrician autorizat, un tehnician eolian certificat GWO, un specialist în sisteme de stocare în baterii sau un inginer de securitate OT nu pot fi formați la comandă – ciclurile de pregătire durează de la câteva luni la câțiva ani.

Acest articol se bazează pe studiul RenewAcad din 2026 privind forța de muncă, care combină proiecțiile PNIESC, indicatori privind intensitatea forței de muncă, un model de estimare a necesarului de personal și un sondaj realizat în rândul a 504 locuitori din șapte județe.

Pe scurt

- 19,2 GW de noi capacități eoliene, solare și de stocare în baterii între 2026 și 2035, ceea ce va duce capacitatea totală din surse regenerabile de la aproximativ 8,6 GW la 27,8 GW
- Aproximativ 35.600 de noi locuri de muncă directe nete necesare – aproape 57.000 dacă este inclus și lanțul indirect de furnizori
- 2030 este anul de vârf al angajărilor, cu aproape 6.830 de noi locuri de muncă directe nete, urmat de o scădere de 87% în 2031
- Aproximativ 14.800 de tehnicieni de service pentru turbine eoliene certificați GWO vor fi necesari până în 2035
- Femeile ocupă în prezent aproximativ 15-18% dintre locurile de muncă din sectorul energiei regenerabile din România
- 82% dintre adulții intervievați au declarat că ar urma cursuri gratuite de formare în domeniul energiei regenerabile dacă acestea le-ar fi oferite

Dezvoltarea până în 2035: Ce înseamnă, de fapt, 27,8 GW

Conform PNIESC actualizat, România și-a asumat creșterea capacității instalate din surse regenerabile de la aproximativ 8,6 GW în 2025 la 27,8 GW în 2035 – un plus net de 19,2 GW. Energia solară fotovoltaică reprezintă cea mai mare parte a acestei creșteri (+9,6 GW), urmată de eolianul onshore (+6,4 GW), eolianul offshore (+1,4 GW) și stocarea în baterii (+1,8 GW).

Noile capacități solare și eoliene onshore sunt concentrate în prima parte a perioadei, cu un vârf în jurul anilor 2029-2030, în timp ce eolianul offshore este concentrat în etapa următoare, punerile în funcțiune fiind așteptate în principal de la începutul anilor 2030.

De la megawați la oameni: cuantificarea deficitului de forță de muncă

Aplicarea factorilor de intensitate a forței de muncă utilizați de model la dezvoltarea prevăzută în PNIESC indică un necesar de aproximativ 31.200 de noi lucrători net în instalații pe parcursul deceniului, la care se adaugă aproximativ 4.400 de angajări permanente în operare și mentenanță (O&M), pentru un total de aproximativ 35.600 de noi locuri de muncă directe nete. Incluzând lanțul indirect de furnizori, impactul total asupra ocupării forței de muncă ajunge la aproape 57.000 de locuri de muncă.

Numai forța de muncă permanentă din O&M ar urma să crească de la aproximativ 1.900 de tehnicieni în prezent la circa 6.250 până în 2035.

Un deceniu dintr-o privire: vârf, platou și prăbușire

Între 2026 și 2030, instalarea de capacități solare și eoliene onshore accelerează puternic, ducând numărul net de noi angajări de la aproximativ 3.780 în 2026 la circa 6.830 în 2030. Apoi, în 2031, cererea scade la aproximativ 910 noi locuri de muncă nete – o reducere de aproape 87% – deoarece obiectivele pentru solar și eolian onshore vor fi în mare parte atinse, iar eolianul offshore nu va fi încă suficient de dezvoltat pentru a compensa.

Această „prăpastie a forței de muncă din 2031" implică un risc specific: fără programe proactive de recalificare și redistribuire, lucrătorii angajați în perioada de expansiune ar putea părăsi sectorul exact în momentul în care eolianul offshore – care necesită certificări diferite – începe să se dezvolte. Angajatorii și furnizorii de formare au, prin urmare, o fereastră relativ îngustă pentru a construi trasee de pregătire și certificare complementară.

Anatomia ocupațională a forței de muncă

Energia solară fotovoltaică reprezintă aproximativ 13.600 de locuri de muncă directe, eolianul onshore 12.200, eolianul offshore 7.200, iar stocarea în baterii 2.600. Instalatorii și montatorii reprezintă circa 70% din necesarul pentru sectorul solar. În eolian, tehnicienii de service certificați GWO reprezintă 80% din necesarul pentru onshore și 70% pentru offshore – aproape 14.800 de persoane până în 2035. Stocarea în baterii are un necesar numeric mai redus, dar prezintă unul dintre cele mai acute deficite calitative.

Ocupațiile transversale includ ingineri de integrare în rețea și sisteme electroenergetice, specialiști HSE, operatori SCADA și specialiști în securitate cibernetică OT/ICS. Recunoașterea formală nu a ținut pasul cu piața: în 2023, doar trei dintre cele aproximativ 20 de profiluri ocupaționale distincte apărute în sectoarele eolian și solar aveau un statut oficial în COR.

Tranziția digitală și frontiera centrelor de date

Pe măsură ce activele eoliene, solare și de stocare devin tot mai conectate, sectorul capătă profilul de risc al unei infrastructuri digitale critice. În același timp, centrele de date devin un nou solicitant al acelorași competențe în energie curată și rețele.

Aceasta extinde cererea pentru ingineri de integrare în rețea, tehnicieni de înaltă tensiune, specialiști în stocare,

Tehnologie	Instalare (persoane pe an/MW)	O&M (echivalent normă întreagă/MW)	Un tehnician acoperă
Solar PV (Romania mix)	10.36	0.09	~11 MW
Eolian onshore	5.10	0.44	~2.3 MW
Eolian offshore	8.70	0.44	~2.3 MW
Stocare în baterii (BESS)	4.50	0.04	~25 MW

Tabel 1. Valori de referință privind intensitatea forței de muncă utilizate în modelul de forță de muncă RenewAcad (IRENA, SolarPower Europe, WindEurope; ajustate în funcție de mixul tehnologic al României).

operatori SCADA și specialiști în securitate cibernetică OT/ICS. Competențele digitale și de securitate cibernetică ar trebui, prin urmare, integrate de la început în programele de formare.

Perspectivă regională: de unde va veni forța de muncă?

Cele șapte județe cele mai expuse dezvoltării proiectelor fotovoltaice la scară mare – Dolj, Olt, Gorj, Mehedinți, Vâlcea, Teleorman și Argeș – vor avea nevoie de aproximativ 2.036 de noi lucrători direcți net în sectorul solar fotovoltaic între 2026 și 2035.

Construcțiile reprezintă o sursă naturală de forță de muncă, sectorul regenerabilelor având în comun cu acestea electricieni, sudori și personal de șantier. Regiunile miniere reprezintă o altă sursă de competențe transferabile. În Valea Jiului, RenewAcad și Monsson investesc în apropierea fostei mine Petrila într-o fabrică de componente și în proiecte de stocare în baterii.

Ce spune chiar forța de muncă

Un sondaj RenewAcad realizat în rândul a 504 adulți din cele șapte județe a arătat că șase din zece respondenți ar lua în considerare o carieră în energia regenerabilă, procentul crescând la 67% în cazul recalificării pentru sectorul fotovoltaic. Deși 80% au declarat că nu au experiență directă anterioară, 82% ar urma cursuri gratuite de formare.

Siguranța financiară este aproape o condiție prealabilă: 68% se așteaptă la un contract permanent, 69% la un program fix, iar 62% la un salariu net minim de cel puțin 5.500 de lei/lună. Costul, nu distanța, a fost principala barieră în calea participării la cursuri.

Dimensiunea de gen: o rezervă insuficient valorificată

Femeile ocupă aproximativ 15-18% dintre locurile de muncă din sectorul energiei regenerabile din România. Cu toate acestea, 61% dintre femeile intervievate au declarat că s-ar recalifica pentru activități în domeniul fotovoltaic, iar aproape patru din cinci ar urma cursuri gratuite. Constrângerile sunt structurale: vizibilitatea redusă a modelelor feminine, cerințele de mobilitate și percepția asupra barierelor legate de calificare.

O tranziție justă: regiunile carbonifere și alte sectoare în restructurare

Numărul angajaților din sectorul cărbunelui din Valea Jiului a scăzut de la aproximativ 55.000 în 1989 la mai puțin de 3.000 în prezent. Un program de recalificare derulat de Wind Power Energy împreună cu RWEA certificase, până în februarie 2023, 571 de foști mineri și lucrători aflați în tranziție, plasase 119 dintre aceștia în locuri de muncă și sprijinise alți 576 prin formare și validarea competențelor.

Infrastructura de formare și forța de muncă străină

RenewAcad a pregătit peste 18.000 de tehnicieni în mai

Tehnologie	Locuri de muncă directe nete nou create, 2026-2035	Incl. locuri de muncă indirecte (×1,6)	Ocupația dominantă
Fotovoltaic	13,594	21,749	Instalator fotovoltaic / montator structuri (70%)
Eolian onshore	12,173	19,476	Tehnician GWO pentru mentenanța turbinelor eoliene (80%)
Eolian offshore	7,232	11,572	Tehnician GWO pentru mentenanța turbinelor eoliene (70%)
Stocare în baterii (BESS)	2,606	4,170	Tehnician pentru sisteme de baterii (70%)
TOTAL	35,605	56,968	–

Tabel 2. Numărul net de locuri de muncă noi, directe și indirecte, pe tehnologii, 2026–2035, în cadrul scenariului de referință NECP.

mult de 14 ani, operează primul centru de formare acreditat GWO din regiune și s-a implicat în eforturile de recunoaștere oficială în COR a unor noi ocupații din energia regenerabilă. Ceea ce lipsește este scara, nu punctul de plecare.

Având în vedere deficitul intern, forța de muncă străină va rămâne probabil o completare necesară a formării interne, în special în apropierea vârfului de construcții din 2029-2030.

Un sector care va continua să crească

Trei lucruri ies în evidență. În primul rând, analiza RenewAcad din 2026 indică un necesar de aproximativ 35.600 de noi angajări directe nete până în 2035, cu un vârf de aproape 6.830 numai în 2030.

În al doilea rând, constrângerea ține de competențe și certificare, iar problema este deja abordată, nu doar diagnosticată. Ceea ce lipsește este scara.

În al treilea rând, retenția forței de muncă în tranziția din 2030-2031 către eolianul offshore și capacitatea sectorului de a absorbi lucrătorii pe măsură ce cererea se mută de la instalare către O&M, stocare și roluri digitale vor determina cât de lin va continua creșterea acestui deceniu în următorul.

Provocarea legată de forța de muncă este reală, dar este provocarea unui sector care se extinde rapid, nu a unuia care stagnează: sectorul eolian, solar, de stocare și energie digitală din România va continua să crească până în 2035, iar miza este acum ca forța sa de muncă să crească odată cu el.

Cum pregătim forța de muncă a viitorului

FLORENTINA GROSU,
Director Adjunct AIEE

CRISTINA TĂNASE,
Project Manager AIEE

Sectorul energetic din România trece printr-o perioadă de schimbare. După ani în care discuția publică s-a concentrat aproape exclusiv pe capacitatea instalată, respectiv pe numarul de MW eolieni sau fotovoltaici adăugați în sistem, piața intră acum într-o fază de execuție, operare și integrare la scară. Este o transformare cel puțin la fel de relevantă ca avansul tehnologic, chiar dacă mai puțin vizibilă. In aceasta noua etapa, succesul tranziției energetice nu se mai măsoară doar în capacitate instalată, ci în capacitatea reală a oamenilor de a proiecta, opera, întreține și integra aceste sisteme în siguranță și eficient.

Din perspectiva AIEE, tranziția către un sistem energetic a cărui pondere regenerabila este tot mai mare aduce și o serie de noi competențe. Este nevoie de specialiști capabili sa proiecteze și sa integreze aceste capacități în rețea, să gestioneze automatizarea și digitalizarea sistemelor, să asigure operarea și mentenanța acestora și să răspundă noilor cerințe privind stocarea, flexibilitatea și securitatea cibernetică.

Competențele care devin esențiale

Creșterea complexității sistemului energetic, determinată de integrarea accelerată a surselor regenerabile, digitalizare și creșterea nevoii de flexibilitate, va dezvolta o serie de competențe esențiale în următorii ani:

- automatizări și control pentru sisteme hibride și rețele inteligente;
- mentenanță predictivă și diagnoză a echipamentelor din parcuri eoliene și fotovoltaice;
- integrare a stocării și gestionare a flexibilității în sistem;
- dispecerizare și operare a unui mix energetic tot mai complex;
- securitate cibernetică aplicată infrastructurii critice de energie;

- digitalizare și analiză de date pentru optimizarea operării.

Niciuna dintre aceste competențe nu se formează exclusiv în sala de curs. Ele se dezvoltă prin contact direct cu industria, prin proiecte aplicate și expunere la problemele reale ale sistemului energetic. In acest context, AIEE are rolul de a facilita conexiunea între mediul academic și industrie, creând contexte în care viitorii specialiști pot înțelege nu doar ceea ce învață, ci și cum informația este transpusa în practică.

Ce arată experiența AIEE

Prin inițiativele dezvoltate, AIEE a creat deja câteva punți solide între mediul academic si cel profesional, care pot servi drept model pentru un efort mai amplu la nivel de sector:

Forum Carieră în Industria Energetică (FCIE) - un eveniment de referinta ajuns, in luna mai la 20 de ediții, care faciliteaza dialogul direct studenții din domeniul energetic si angajatorii din industrie; evoluția comparativă a edițiilor arată o maturizare atât a interesului studenților, cât și a ofertei companiilor participante.

Dispecer pentru o Zi - un program de expunere practică ce aduce studenții în contact direct cu activitatea de dispecerizare, exact una dintre competențele identificate ca fiind critică pentru viitor. AIEE Talk - un spațiu de dialog profesional, în care specialistii din domeniu isi împărtășesc parcursul profesional, oferindu-le tinerilor viitori ingineri o imagine clară asupra oportunităților și direcțiilor de dezvoltare din industrie.

Forum Tehnic – un eveniment tehnic anual, orientat spre identificarea de soluții concrete și schimb de bune practici între mediul academic și companii, ediția 2026 punând accent pe regenerarea sistemelor și modernizarea rețelelor.

Gala AIEE - Ziua Energeticianului - un eveniment anual de recunoaștere publică a profesioniștilor din sector, care contribuie direct la vizibilitatea și prestigiul acestor cariere.

De la specializare la competențe interdisciplinare

Una dintre principalele provocări este schimbarea profilului specialistului din energie. Dacă în trecut o specializare tehnică bine delimitată putea reprezenta baza unei cariere solide, sistemul energetic actual solicită tot mai mult capacitatea de a lucra la intersecția mai multor domenii.

Inginerul de mâine va trebui să înțeleagă nu doar tehnologia pe care o operează, ci și relația acesteia cu rețeaua, piața de energie și cerințele de securitate și reziliență ale sistemului. Competențele în automatizări, digitalizare, analiză de date, inteligență artificială, securitate cibernetica, stocare și managementul flexibilității vor deveni tot mai importante alături de pregătirea tehnică tradițională.

Această transformare nu anulează însă fundamentele ingineriei tradiționale. Dimpotrivă, acestea devin baza pe care noile competențe trebuie construite. Cunoașterea sistemelor electrice, a proceselor energetice, a echipamentelor și a principiilor de siguranță rămâne esențială într-un sistem din ce în ce mai sofisticat, unde impactul unei erori operaționale este amplificat exponențial, rigoarea tehnică de bază rămâne de neînlocuit.

Investițiile masive în regenerabile, rețele, stocare, eficiență energetică și digitalizare nu sunt doar proiecte de infrastructură. Ele reprezinta, în egală măsură, o ocazie de reconstrucție a prestigiului profesiilor energetice, de a arăta tinerilor că a fi inginer, electrician sau tehnician în energie înseamnă astăzi să lucrezi cu tehnologie de vârf, într-un sector strategic pentru viitorul economic al țării.

AIEE își dorește să rămână un pilon stabil în acest dialog strategic, nu doar ca organizator de evenimente, ci ca punte reală între mediul academic și nevoile concrete ale industriei. Calitatea pregătirii profesionale nu este un subiect secundar al tranziției energetice: este una dintre condițiile ei reale de succes.

UPB oferă educație pentru energia viitorului

LĂCRĂMIOARA DIANA ROBESCU,
Decanul Facultății de Energetică,
Politehnica București

Sectorul energetic traversează un proces accelerat de transformare, determinat de decarbonare, descentralizare, creșterea flexibilității, modernizarea rețelelor și digitalizare. În același timp, securitatea și reziliența energetică devin tot mai importante, iar consumatorul evoluează către un participant activ. Eficiența energetică, sustenabilitatea, sistemele energetice inteligente, automatizarea, inteligența artificială și analiza datelor sunt printre elementele esențiale ale acestei transformări. Succesul acesteia depinde în mod esențial de existența unei forțe de muncă bine pregătite, cu competențe adaptate noilor tehnologii și cerințe ale pieței.

\În acest context, universitățile trebuie să își adapteze și modernizeze programele de studii, astfel încât absolvenții să obțină rezultate ale învățării care să le asigure atât competențe profesionale solide, cât și competențe transversale pentru a răspunde cerințelor actuale și viitoare ale pieței muncii.

România are nevoie de energie mai curată, dar și de securitate energetică, de un sistem stabil și flexibil, cu menținerea unor prețuri accesibile pentru utilizatori. Programele facultății asigură pregătire pe întregul lanț energetic – de la producerea energiei din surse convenționale și regenerabile, la transport, distribuție și utilizare eficientă – și integrează competențe privind managementul energetic, protecția mediului, digitalizarea și noile tehnologii. Formarea prin programele de licență este continuată de programele de masterat și studiile doctorale în Inginerie Energetică.

Pentru identificarea competențelor necesare viitorilor absolvenți, Facultatea de Energetică a organizat frecvent întâlniri și dezbateri cu reprezentanți ai mediului academic, industriei energetice, asociațiilor profesionale și studenților. Dialogul a evidențiat necesitatea menținerii unei pregătiri inginerești riguroase în domeniul energetic, cu integrarea competențelor asociate tranziției energetice, digitalizării și evoluției pieței muncii. Pe lângă pregătirea tehnică, este importantă dezvoltarea competențelor transversale necesare integrării profesionale, cum ar fi comunicarea profesională, lucrul în echipă, managementul de proiect, gândirea critică, adaptabilitatea, etica profesională și capacitatea de învățare continuă.

Facultatea a răspuns acestor cerințe, în primul rând prin actualizarea programelor de studii și a conținutului disciplinelor. Au fost introduse sau consolidate teme privind sursele regenerabile, eficiența energetică, rețelele inteligente,

stocarea energiei, hidrogenul, digitalizarea, sistemele SCADA, ingineria nucleară, protecția mediului, economia circulară și principiile ESG. Au fost dezvoltate și actualizate programe de masterat în domenii precum eficiența energetică, sursele regenerabile, digitalizarea, managementul sistemelor energetice, orașele inteligente și dezvoltarea durabilă.

Profilul viitorului inginer energetician trebuie însă construit împreună cu industria. Relația universitate-companii trebuie să depășească simpla recrutare și să evolueze către co-formarea studenților, prin burse, mentorat, stagii de practică, laboratoare, proiecte și implicarea specialiștilor din companii în activități didactice.

Facultatea dezvoltă împreună cu partenerii industriali diverse evenimente, stagii de practică, vizite tehnice, proiecte și laboratoare dotate cu tehnologii moderne. Studenții lucrează cu aplicații pentru surse regenerabile, reactoare nucleare de mici dimensiuni (SMR), sisteme SCADA, rețele inteligente și automatizare. Din 2025 sunt derulate două programe de învățământ dual în domeniul energiei regenerabile, cu o componentă practică importantă realizată împreună cu partenerii industriali. Anual, în cadrul EnergyFEST, se creează un spațiu de dialog între mediul academic și industrie, în care studenții au ocazia să discute direct cu specialiști din industrie, să descopere soluții tehnologice noi și să afle mai multe despre traseul profesional.

Un rol important îl are Consiliul Consultativ al Facultății de Energetică, înființat în 2017 și format din reprezentanți ai companiilor, autorităților, organismelor de reglementare, institutelor de cercetare și asociațiilor profesionale. În 2026, a fost lansat programul EDUBridge, cu scopul scopul consolidării legăturii dintre procesul educațional și mediul profesional, prin implicarea specialiștilor externi în activități didactice, aplicative, de mentorat și de co-tutelă a proiectelor studențești.

Provocarea dezvoltării competențelor în domeniul fotovoltaic și al stocării

NIKOLAS GEOFFREY STONE,
Working Group Lead, GSC Skills Taskforce

1. Un risc de capital, nu doar o lipsă de forță de muncă

Domeniul fotovoltaic și stocarea au devenit cel mai mare angajator din sectorul energiei regenerabile. Cele mai multe comentarii despre problema competențelor se concentrează pe oferta de forță de muncă, cum ar fi prea puțini instalatori, tehnicieni și ingineri pentru a ține pasul cu obiectivele de implementare. Această încadrare este exactă, dar incompletă. Efectul mai semnificativ al deficitului de competențe este asupra managementului riscului și impactului asupra capitalului de cost în sine. Instituțiile financiare și asigurătorii se vor concentra pe lacunele în competența tehnică, nu doar pe riscul tehnologic, ca un motor al modului în care evaluează și subscriu investițiile în solar și stocare.

2. De unde provine de fapt percepția riscului

Asigurătorii financiari și generaliști nu stabilesc prețul activelor solare și de stocare doar pe baza datelor de performanță ale panourilor sau bateriilor. Le evaluează pe baza încrederii în oamenii și în procesele din jurul activului. Dacă practicile de inginerie și achiziții au fost solide, dacă datele de performanță și depreciere pot fi de încredere și dacă lanțul de aprovizionare din spatele echipamentului este suficient de rezistent pentru a subscrie cu încredere- acestea sunt punctele critice ale procesului de due diligence. Acolo unde această încredere lipsește, riscul este evaluat adesea mai conservator decât ar justifica riscul tehnologic subsecvent.

3. Unde greșesc răspunsurile convenționale

Cea mai mare parte a deficitului de competențe din industrie rezidă în rolurile care determină dacă un creditor poate avea încredere în cifrele unui proiect (design de sistem, punere în funcțiune, integrare în rețea și operațiuni și întreținere). Acestea sunt funcțiile a căror intensitate determină percepția asupra riscului descrisă mai sus. În

același timp, răspunsul implicit de politici se concentrează pe volumul de formare, mai multe locuri profesionale, mai multe certificări, mai mulți instalatori. Acest răspuns vizează numărul de angajați, nu încrederea și presupune constrângeri prin prisma lipsei de personal, atunci când pentru o instituție financiară sau un asigurător constrângerea reală constă în prea puțină încredere în faptul că persoanele implicate au îndeplinit un standard recunoscut și verificabil.

Acest lucru este grevat de o lipsă de planificare anticipată, majoritatea pregătirii tinzând să fie reactivă, ca răspuns la o lipsă, mai degrabă decât înaintea curbelor de desfășurare. Prin urmare, investiția în formare riscă să extindă forța de muncă fără a construi competența standardizată, verificabilă, care schimbă încrederea în execuția proiectului.

4. Intervenția

Intervenția este un angajament direct între industria solară și furnizorii săi de capital cu privire la standarde tehnice comune, cadre de date comune și un dialog structurat care le permite creditorilor și asigurătorilor să subscrie solar și stocare cu aceeași încredere pe care o oferă claselor de infrastructură consacrate. Acesta este rolul pe care organismele internaționale, cum ar fi Global Solar Council, sunt poziționate să îl joace, nu doar pledând pentru mai multe locuri de formare, ci convocând instituțiile financiare și asigurătorii pentru a identifica unde se află lacunele de cunoștințe tehnice și construind cadrele care le completează.

Având în vedere amploarea implementării necesare în acest deceniu, industria nu își poate permite să subevalueze capitalul în mod sistematic greșit din cauza unui decalaj de competențe. Reducerea acestui decalaj este esențială pentru fluxul de capital eficient către proiecte bine structurate, de înaltă calitate, iar traiectoria de creștere continuă a sectorului va depinde atât de construirea unei înțelegeri comune a competențelor tehnice în întreg sectorul, cât și de formare a tehnicienilor care instalează panourile.

Povestea unei industrii în continuă schimbare

Schimbarea identității unei asociații care reprezintă o industrie de mai bine de un deceniu este, deopotrivă, o provocare și o responsabilitate. Un logo poate fi redesenat relativ repede. Un nume poate fi schimbat. Dar identitatea înseamnă și ceea ce, în timp, a devenit familiar unei întregi comunități. Iar ceea ce urmează trebuie să păstreze această familiaritate, făcând loc, în mod firesc, schimbărilor care au venit odată cu evoluția asociației și a industriei.

ADRIANA PETRE,
Communication & PR RPIA, RWEA

În ultimele luni, am avut ocazia să coordonez acest proces pentru RPIA, în pregătirea unui nou capitol pentru asociație. Am ales să ne implicăm direct în construirea noii identități, un exercițiu care ne-a făcut să ne uităm cu mai multă atenție la ceea ce definește RPIA astăzi și la ceea ce vrem să ducem mai departe.

Stocarea a devenit, firesc, parte din această discuție. Este din ce în ce mai greu să vorbim despre dezvoltarea sectorului fotovoltaic fără să vorbim și despre flexibilitate, echilibrare și stocare. Piața a avansat considerabil în această direcție, iar activitatea noastră a urmat aceeași evoluție, de la subiectele pe care le abordăm până la expertiza și discuțiile din cadrul comunității noastre.

Ne-am dorit însă ca RPIA să rămână ușor de recunoscut și în noua formulă. Solarul rămâne în centrul activității noastre, așa că era firesc să își păstreze locul și în noul logo. Simbolul stocării completează noua imagine, reflectând o realitate deja prezentă în activitatea asociației și în preocupările comunității noastre.

Din octombrie, RPIA devine Photovoltaic & Storage Romania.

Tot acest proces de rebranding a fost un bun indicativ al complexitatii pe care o implica comunicarea în domeniul energiei regenerabile. Sectorul se află la intersecția dintre politici publice, tehnologie, investiții și schimbări legislative, reunind oameni cu domenii de expertiză și perspective foarte diferite. A naviga printre acestea și a înțelege cum se întrepătrund este o parte importantă a acestui rol, lucru pe care îl experimentez direct lucrând cu cele două asociații - RPIA și RWEA. Deși reprezintă tehnologii diferite și au propriile identități și comunități, activitatea celor două asociații se intersectează adesea prin proiecte comune, evenimente complementare și multe dintre temele care privesc industria în ansamblu. Este și un domeniu în care ai permanent ceva de învățat. Documentarea este importantă, dar multe dintre lucrurile pe care ajungi să le înțelegi

cu adevărat vin din discuțiile cu colegii și membrii asociațiilor, oameni cu foarte multă experiență în domeniile lor. Am învățat să întreb atunci când ceva nu îmi este clar și să aprofundez un subiect înainte de a vorbi despre el. O comunicare clară pornește, până la urmă, dintr-o bună înțelegere a subiectului.

Din fericire, este și o industrie în care oamenii sunt foarte deschiși să împărtășească ceea ce știu, iar din aceste conversații apar adesea idei și perspective care merită duse mai departe. O parte din rolul meu este să le recunosc, să le ofer contextul potrivit și să găsesc ocazii prin care oamenii, proiectele și munca din spatele lor să devină mai vizibile.

Iar aceste ocazii pot lua forme foarte diferite. Pe lângă conferințe, evenimente de industrie și activitatea noastră obișnuită de comunicare, există numeroase inițiative care ne permit să vorbim despre energia regenerabilă în contexte diferite și către un public mai larg.

Doua dintre aceste initiative sunt Solar Open Day și Wind Open Day, organizate de RPIA și RWEA, prin care proiectele fotovoltaice și eoliene ale membrilor noștri se deschid pentru studenți, comunități locale și publicul larg. Dincolo de a vedea cum funcționează un astfel de proiect, vizitatorii îi cunosc pe oamenii din spate și descoperă o realitate mult mai complexă decât cea pe care o vedem, de multe ori, din exterior. Agricultura, pășunatul sau creșterea animalelor pot continua alături de aceste proiecte, iar măsurile pentru protejarea protejarea biodiversității fac parte, la rândul ei, din această realitate.

Astfel de inițiative sunt cu atât mai importante într-un context în care energia regenerabilă este încă înconjurată de percepții greșite și, uneori, de dezinformare. Câteodată, cea mai eficientă formă de comunicare este să creezi contexte în care oamenii pot vedea direct realitatea din teren, pot pune întrebări și își pot forma propriile concluzii.

Iar dacă unele dintre aceste inițiative ne apropie de publicul din afara industriei, altele sunt despre comunitatea pe care am construit-o în jurul asociației. De cinci ediții, membrii RPIA aleargă împreună, ca parte a echipei Solar Powered Team, la Bucharest Half Marathon și Bucharest Marathon. Alergatul împreună a devenit o mică tradiție, care continuă să crească de la o ediție la alta și să aducă un plus de energie comunității construite în jurul RPIA.

Photovoltaic & Storage ROMANIA

În jurul activității RPIA și RWEA am avut șansa să întâlnim și să lucrăm cu mulți oameni care au devenit parteneri apropiați ai proiectelor noastre. Fie că vorbim despre jurnaliști și publicații de specialitate, parteneri din industrie, din zona evenimentelor sau despre organizații europene, fiecare aduce o perspectivă diferită și o experiență care completează ceea ce construim împreună. Iar faptul că putem conta pe implicarea lor dă continuitate proiectelor noastre și ne permite să ducem mai departe inițiative tot mai ambițioase.

Codul de Bune Practici pentru Energia Regenerabilă în România este unul dintre aceste proiecte.

Anul acesta ajungem la cea de-a treia ediție a Codului, după cele publicate în 2021 și 2023. Gândit inițial ca un ghid practic, Codul a crescut de la o ediție la alta și a devenit un punct de referință pentru o industrie aflată în continuă schimbare. Prin contribuțiile companiilor, instituțiilor, experților și organizațiilor europene implicate, încercăm să surprindem cât mai fidel provocările pieței, dar mai ales soluțiile și bunele practici care pot susține dezvoltarea proiectelor de energie regenerabilă în România. Dincolo de piața locală, Codul este și un instrument util pentru actorii internaționali interesați să înțeleagă mai bine dinamica și particularitățile sectorului românesc.

Le suntem sincer recunoscători tuturor celor care au ales să fie parte din această ediție și să împărtășească o bucățică din experiența lor. În fond, Codul se construiește tocmai din aceste contribuții și din disponibilitatea unei întregi comunități de a împărtăși povești de succes, lucruri învățate pe parcurs și perspective diferite asupra industriei.

Piața va continua să evolueze, iar până la cea de-a patra ediție, multe dintre discuțiile surprinse în aceste pagini vor arata probabil, destul de diferit. Tocmai de aceea credem că este important să le documentăm acum. Fiecare ediție surprinde industria într-un anumit moment al evoluției sale, dar păstrează și ceva din ceea ce aceasta învață pe parcurs: ce funcționează, ce poate fi făcut mai bine și, poate cel mai important, ce merită dus mai departe.

RPIA
Romanian Photovoltaic Industry Association

RPIA, Asociația Industriei Fotovoltaice și a Stocării din România, reprezintă industria solară și de stocare a energiei din România și companiile din lanțurile valorice asociate. Organizația participă activ la procesele naționale și europene de elaborare a politicilor și susține dezvoltarea unui sector capabil să integreze tot mai mult producția fotovoltaică cu soluțiile de stocare. Activitatea RPIA acoperă investițiile, reglementarea, inovarea, formarea forței de muncă și consolidarea lanțurilor valorice locale, cu accent pe securitate energetică, flexibilitate și competitivitate.

MISIUNE

Susținerea dezvoltării sustenabile a sectorului fotovoltaic din România și consolidarea întregului lanț valoric asociat, prin dialog, expertiză și colaborare la nivel național și european.

MEMBRI

RPIA reunește aproximativ 70 de companii și organizații din întregul ecosistem fotovoltaic și de stocare a energiei: de la dezvoltare, investiții și construcție până la tehnologie, servicii, operare și soluții complementare, inclusiv stocarea energiei.

MESAJ CHEIE

Energia solară are un rol esențial în dezvoltarea unui sistem energetic mai sigur, competitiv și flexibil, generând în același timp investiții și oportunități economice la nivel local. RPIA contribuie la crearea condițiilor necesare pentru ca dezvoltarea accelerată a sectorului să se traducă într-o industrie matură, solidă și competitivă pe termen lung.

BENEFICII PENTRU MEMBRI

Membrii RPIA sunt conectați direct la dialogul care modelează evoluția sectorului fotovoltaic și au un cadru comun prin care prioritățile și provocările industriei pot fi aduse în atenția autorităților și a instituțiilor relevante.

Asociația facilitează dialogul cu actori-cheie din România și Europa, oferă acces la expertiză și informații relevante privind evoluțiile legislative și de piață și creează oportunități de colaborare și networking în cadrul comunității.

Membrii beneficiază, de asemenea, de analize și actualizări periodice, inclusiv prin newsletterul RPIA.

RWEA, Asociația Română pentru Energie Eoliană, este organizația non-profit care reprezintă industria eoliană din România din 2008. Asociația participă activ la dialogul național și european privind politica energetică, reglementarea, cercetarea și dezvoltarea surselor regenerabile. RWEA reunește actori din întregul lanț valoric: producători și furnizori de energie, producători de turbine, dezvoltatori, contractori, furnizori de servicii, centre de instruire, companii juridice, financiare și de consultanță. Prin membrii săi, RWEA reprezintă o parte semnificativă a industriei eoliene din România și expertiza acumulată de-a lungul întregului ciclu de dezvoltare și operare a proiectelor. Prin dialog instituțional, analiză, comunicare, evenimente și cooperare internațională, RWEA susține o piață stabilă și integrarea noilor tehnologii regenerabile.

MISIUNE

Susținerea dezvoltării sustenabile a sectorului eolian din România și consolidarea unei industrii competitive, prin dialog, expertiză și colaborare la nivel național și european.

MEMBRI

RWEA reunește în prezent 65 de companii și organizații din întregul ecosistem eolian : de la dezvoltatori, investitori și producători de tehnologie până la furnizori de servicii, consultanță, finanțare și formare profesională.

La nivel național, România are în prezent aproximativ 3,3 GW de capacitate eoliană instalată, într-o piață care intră într-o nouă etapă de dezvoltare.

MESAJ CHEIE

Energia eoliană este una dintre resursele strategice ale României, cu un rol important în creșterea capacității de producție, securitatea energetică și atragerea de noi investiții. RWEA contribuie la crearea condițiilor necesare pentru ca potențialul eolian al României să se transforme în proiecte, capacități noi și beneficii economice pe termen lung.

BENEFICII PENTRU MEMBRI

RWEA oferă membrilor o platformă comună de dialog și reprezentare în relația cu autoritățile, instituțiile europene și organizațiile relevante pentru sector. Asociația urmărește evoluțiile legislative și de reglementare, contribuie la formularea pozițiilor industriei și aduce prioritățile și provocările sectorului în atenția factorilor de decizie.

Membrii au acces la expertiză, informații relevante și o comunitate extinsă de profesioniști, precum și la oportunități de networking și schimb de experiență prin conferințe, workshop-uri și alte inițiative dedicate. Cooperarea cu organizații europene și internaționale facilitează accesul la bune practici și la evoluțiile relevante pentru industrie, iar proiectele de comunicare și educație contribuie la o mai bună înțelegere a rolului energiei eoliene.

Mulțumim tuturor reprezentanților instituțiilor naționale și internaționale, partenerilor din industrie, partenerilor editoriali și tuturor celor care au contribuit la realizarea Codului de Bune Practici pentru Energia Regenerabilă în România, ediția 2026.

ECHIPA EDITORIALĂ

ADRIANA PETRE, Communication & PR RPIA, RWEA

IRENE MIHAI, Policy Director RPIA

MARTA STURZEANU, Policy Officer RWEA

Bogdan Tudorache, Senior Editor Energynomics

Gabriel Avăcăriței, Redactor Șef Energynomics

INDUSTRY SUPPORT

PARTNERS

BROUGHT TO YOU BY

RPIA rwea

WITH THE SUPPORT OF

AHK Deutsch-Rumänische Industrie- und Handelskammer Camera de Comerț și Industrie Româno-Germană

SolarPower Europe

Wind EUROPE

GLOBAL SOLAR COUNCIL

PARTNERS

WALDEVAR WE BUILD THE ENERGY OF THE FUTURE

AI Clearing

Raiffeisen Bank

enery

DLA PIPER

Vestas

ENERCON

NORDEX acciona

Scatec

Alerion

OX2

PARAPET

EFG 30 ANI

ENEVO GROUP

CMS law·tax·future

MONSSON

TdP

Renewable Energy Insurance Broker

Piața continuă să evolueze.

La fel și ceea ce înseamnă bunele practici.

Tranziția energetică nu stă pe loc. Tehnologiile se maturizează, modelele de afaceri avansează, reglementările se schimbă și apar întrebări noi. Ceea ce reprezintă astăzi bune practici va continua să fie testat, rafinat și dezvoltat prin experiență.

Acest Cod face parte dintr-un dialog în plină desfășurare.
Pe măsură ce piața evoluează, și acest Cod trebuie să evolueze. O ediție viitoare va reveni asupra acestor teme, cu lecții noi, voci noi sau deja cunoscute și priorități noi – reflectând realitățile pieței și experiența celor care o modelează.