



WORLD
ENERGY
COUNCIL

COMITETUL
NAȚIONAL ROMÂN



MESAGERUL ENERGETIC

Buletin informativ al Comitetului Național Român al Consiliului Mondial al Energiei

ISSN: 2066 - 4974

ANUL XXVI, NR. 245, Martie - Aprilie 2026



Energia este prea importantă pentru societăți pentru a fi idealizată, politizată sau transformată într-o armă. Nicio țară, companie sau comunitate nu poate înțelege sau gestiona sistemul energetic mondial singură.

Dr. Angela Wilkinson
Secretar General și CEO,
Consiliul Mondial al Energiei



Președinte CNR – CME:

Prof. Dr. Ing. Ion LUNGU

Director General Executiv

Prof. Dr. Ing. Ștefan GHEORGHE

Redactor responsabil de număr:

Ing. Ovidiu APOSTOL

Colectivul de redacție

**Membri și referenți științifici
(în ordine alfabetică):**

Ing. Ovidiu APOSTOL

Prof. Dr. Ing. Valeriu BINIG,

Prof. Dr. Ing. Nicolae GOLOVANOV,

Prof. Dr. Ing. Ion LUNGU,

Prof. Dr. Ing. Virgil MUȘĂTESCU,

Dr. Ing. Alexandru PĂTRUȚI,

Prof. Elena RATCU

Tehnoredactare și machetare:

PARSON RUSSELL ADVERTISING

Ing. Iulia NIȚĂ

Editor:

CNR-CME

Secretariat Executiv CNR – CME:

Telefon: 031.436.46.46

E-mail: secretariat@cnr-cme.ro

Website: www.cnr-cme.ro

SUMAR | TABLE OF CONTENTS

EDITORIAL	
Editorial	3
Editorial	
ADUNAREA GENERALĂ ANUALĂ A MEMBRILOR ASOCIAȚIEI CNR-CME	
ADUNAREA GENERALĂ a membrilor Asociației CNR-CME	5
GENERAL ASSEMBLY of the members of the CNR-CME Association	
DIN ENERGETICA ROMÂNEASCĂ	
PLANUL NATIONAL INTEGRAT ENERGIE SCHIMBARI CLIMATICE 2025-2030:	6
O situație la zi	
NATIONAL INTEGRATED ENERGY AND CLIMATE CHANGE PLAN 2025-2030: An up-to-date situation	
Despre implicațiile recomandărilor grupului de analiză ICS privind desfășurarea incidentului de black-out din peninsula iberică (23.04.2026) în privința producătorilor din surse regenerabile în România	8
On the implications of the recommendations of the ICS analysis group regarding the blackout incident in the Iberian Peninsula (23.04.2026) for renewable energy producers in Romania	
Energia nucleară în România - prezent și viitor	14
Nuclear energy in Romania - present and future	
Provocări actuale ale pieței de energie electrică din Republica Moldova - capacitatea de interconexiune	24
Current challenges of the electricity market in the Republic of Moldova - interconnection capacity	
HENRO, prezent și viitor în energetica românească	30
HENRO, present and future in Romanian energy	
Pagini ale istoriei sistemului de termoficare din municipiul Chișinău	32
Pages of the history of the heating system in the municipality of Chișinău	
DIN ENERGETICA INTERNAȚIONALĂ	
Specificații și criteriile de proiectare pentru piețele locale de flexibilitate	37
Specifications and design criteria for local flexibility markets	
World Energy Issues Monitor 2026. Practicarea trilemei energetice mondiale: tranziții energetice în anul 2026	39
World Energy Issues Monitor 2026. Practicing the global energy trilemma: energy transitions in 2026	
Finanțarea CCUS la scară largă: mobilizarea capitalului privat	42
Large-scale CCUS financing: mobilizing private capital	
DIN ACTIVITATEA CNR-CME	
Tehnologii noi în sistemul energetic în etapa de tranziție: Sinteza evenimentului	44
New technologies in the energy system in the transition stage: Event summary	
DIN ACTIVITATEA CME	
Marcând acest moment. Privind împreună spre viitor	46
Meeting this moment. Facing the future - together.	
DIN ACTIVITATEA FEL ROMÂNIA	
Participarea FEL România la conferința Smart Cities Moldova 2026	48
FEL Romania's participation in the Smart Cities Moldova 2026 conference	
SENIORII ENERGIEI	
SENIORII ENERGIEI - DIALOGURI DE SUFLET:	49
Interviu cu dl Gheorghe Paraschiv- specialist hidroenergetician	
THE ENERGY SENIORS - HEARTFELT DIALOGUES: Interview with Mr. Gheorghe Paraschiv - hydroenergy specialist	
BULETIN LEGISLATIV	
Buletin legislativ Martie - Aprilie 2026	57
Legislative Bulletin March - April 2026	

Notă: Toate drepturile asupra acestei publicații sunt rezervate Asociației CNR - CME. Orice reproducere, integrală sau parțială, prin indiferent ce mijloace, a materialelor apărute în paginile publicației se poate face numai cu aprobarea Asociației. Opiniile exprimate în cuprinsul articolelor publicate în „Mesagerul energetic“ aparțin autorilor și nu reprezintă punctele de vedere ale CNR - CME și/sau colectivului de redacție. Potrivit legii, responsabilitatea pentru conținutul articolelor aparține autorilor sau sursei citate.

Energia românească în tranziție de la crizele multiple din prezent către un viitor promițător!

Ovidiu APOSTOL - Consilier CNR-CME

De o bună perioadă de timp politicul din lumea întreagă a făcut ca fenomenul disruption care până acum se manifestase doar pe anumite sectoare, inclusiv în energie, să se generalizeze în tot și în toate! Fenomenul s-a amplificat și mai mult la începutul anului trecut, când, într-o lume și așa complicată, a apărut un mare jucător care de atunci ne arată ce înseamnă cu adevărat disruption. Fenomenul a devenit anomalie! O dezordine mondială!

România, care de peste 35 de ani se străduie să se alinieze la principiile și rânduielele unui alt proiect de țară, nu putea face excepție, așa că fenomene cum ar fi polarizarea socială, sau aleatoriul din viața politică dublate după părerea mea de un recul al educației de democrație au început să ia forme îngrijorătoare! Recenta criză guvernamentală ne face o dată în plus să credem acest lucru.

Energia, sectorul energetic, nu puteau rămâne neafectate! Pe lângă efectele unor acțiuni de tranziție care practic au schimbat în ultimii 15 ani structura sistemului energetic masiv în segmentul de producție și în ultimii ani și în segmentul de distribuție la interfața cu consumatorii și mai nou prosumatorii, au apărut acum și alte tulburări cu tendință de a deveni crize.

Multe dintre aceste crize ricoșează către consumatori. Cel mai serios: creșterea prețului la energie; România a ajuns să aibă cel mai mare preț pe kWh din UE raportat la puterea de cumpărare! Iar acest preț ridicat are efecte puternice în scăderea nivelului de trai, creșterea ratei inflației, ș.a. În plan economic creșterea prețului la energie în combinație cu cea a prețului la combustibili face firmele românești și mai necompetitive în concurența internațională, contribuind o dată în plus la deteriorarea traiului în România.

Instabilitatea guvernamentală actuală și perspectiva unei anumite conformații a guvernului dau o perspectivă incertă proiectelor de investiții anunțate și siguranței schemelor de finanțare a acestora, fapt care se va agrava și mai mult dacă agențiile de rating vor declassifica România și mai jos decât este acum, de la ultima treaptă recomandată pentru investiții la junk. Sperăm să nu se întâmple asta!

Și așa lipsa investițiilor mari din energie instalată după 2009 făcuse ca statul să-și piardă exercițiul managementului de contract, când valorile acestor investiții sunt de ordinul sutelor de milioane de euro. Întâmplarea de la Iernut unde o investiție relativ ușoară, blocuri similare pe gaze au fost construite și au funcționat cu sutele în Europa, încă nu este pusă în funcțiune după aproape 10 ani de la semnarea contractului confirmă pierderea acestei capabilități. Dar ea nu mai poate fi considerată întâmplare, când în continuare se petrec acte și mai greu de crezut,

cum ar fi neprezentarea niciunui contractor la blocul nou de 850 MW de la Ișalnița. Antreprenori români capabili să își asume astfel de contracte singuri sau din poziție de lider de consorțiu oricum nu mai aveam, dar o asemenea investiție, atractivă altă dată, acum nu mai prezintă interes nici măcar pentru firmele străine. Asta din motive unele subiective (creșterea semnificativă a valorii investițiilor specifice), dar și obiective: lipsa de predictibilitate și siguranță în relația cu firmele de stat.

Probabil că faptul acesta nu se va întâmpla la viitoarele investiții nucleare, cel puțin pe motivul că responsabilitatea va fi asumată de un contractor străin (adus de purtătorul de tehnologie!) care va avea alături un consultant la fel de capabil și acela străin.

Cu mai mulți ani în urmă ne întâlneam cu delegați străini, care doreau să ne devină parteneri de afaceri, cărora le proiectam de pe site-ul Transelectricii situația momentană a mixului de energie în România. Și ei se minunau când vedeau 5 sectoare de cerc aproape egale, regenerabile – hidro, regenerabile - eolian și fotovoltaic, nuclear, termo pe gaze, termo pe cărbune. Noi trăiam o mândrie dublă, de români, că țara noastră este capabilă de un mix așa de echilibrat, și una de firmă, pentru că tot sistemul fusese proiectul nostru de-a lungul anilor în ce privește consultanța și ingineria.

Criza consultanței și ingineriei românești, imposibilitatea autorităților de a se mai adresa unei firme locale pentru un studiu de strategie sau pentru consultanța pre-investițională la marile proiecte este probabil la originea celor mai multe defecte din sistemul energetic din ultimii ani! Acum câțiva ani un demnitar din minister se arăta foarte fericit că o bancă internațională s-a oferit să finanțeze și chiar să elaboreze un studiu de strategie națională! Inchipuiți-vă că un energetician francez ar afla că o bancă europeană sau internațională, sau un Big4 cu sediul la Londra s-ar oferi să scrie strategia energetică a Franței! Ar face probabil atac de apoplexie!

Evoluțiile din ultima vreme, (în momentul când scriu ambele unități de la Cernavodă sunt oprite!), mă fac serios să cred că graba și obediența cu care ne-am repezit să închidem centralele pe cărbune ne va costa foarte mult în situații critice din viitor. Germania și mai ales Polonia au reușit să amâne această soluție radicală de decarbonizare și să o condiționeze de alte investiții în sistemele lor energetice. Ca părere personală sunt convins că, din motive de securitate a sistemului energetic, România ar trebui să păstreze un disponibil de cel puțin 1000MW pe cărbune, ceea ce ar însemna 4 blocuri actuale.

Lista crizelor din energie este mult mai lungă, cu siguranță că o cunoașteți din activitatea personală. În

plus publicațiile de energie ne oferă știri și analize foarte bine documentate, unele chiar foarte profesioniste, am auzit comentarii că publicistica de energie ar fi la noi cu 2 clase mai presus de publicistica altor domenii economice, financiare, etc. Nu îmi propun să scriu mai mult în acest editorial.

Iar când am scris în titlu că asistăm la o tranziție către un viitor promițător, chiar cred în acest viitor! În programul unităților 3 și 4, al blocurilor noi pe gaze, în continuarea investițiilor pe fotovoltaic și eolian, în programul de stocare pe hidro și baterii, în întărirea rețelilor de distribuție și funcționarea relației cu prosumatorii, în creșterea siguranței în transportul energiei electrice și a interconexiunilor cu sistemele externe, inclusiv cu Republica Moldova, în tot ce se anunță a fi investiție care să facă și mai sustenabil Sistemul Electrocenergetic din România. Iar despre o bună parte din aceste perspective veți citi în articolele din acest Mesager. Foarte importantă va fi întoarcerea la o competență reală în actul de management la nivelul oricărei autorități și companii din energetica

românească! Este o cerință esențială pentru ca acest viitor promițător să devină realitate!

Venind la Mesagerul pe care l-ați deschis, am căutat să vă propunem teme interesante, cât mai actuale, am apelat la autori redevabili din energia românească, Am reluat și două recenzii din publicația Weekly News a CNR, nu lipsește interviul din ciclul Seniorii energiei.

Mai remarc mesajul Doamnei Angela Wilkinson, seceretar general al WEC, care anunță o prezență și mai puternică a WEC în peisajul energetic mondial și mai multe reorientări și reformulări de directive ale organizației noastre.

Vă mai semnalez două articole despre energetica din Republica Moldova și unul despre activitatea FEL România, la fel de interesante. Și celelalte articole din norma standard de conținut a revistei conțin informații importante de știut.

Vă doresc lectură interesantă și așteptăm reacțiile Dumneavoastră! Vă mulțumim!



ADUNAREA GENERALĂ a membrilor Asociației CNR-CME

Asociația CNR-CME a organizat, în data de 31 Martie, lucrările Adunării Generale anuale, într-un cadru dedicat dialogului profesional, evaluării rezultatelor obținute și stabilirii direcțiilor de dezvoltare pentru perioada următoare, într-o atmosferă caracterizată de deschidere, transparență și spirit colaborativ.

Un punct central al reuniunii l-a reprezentat analiza activității desfășurate în anul 2025. Membrii au discutat pe larg raportul Consiliului Director, evidențiind proiectele derulate, parteneriatele consolidate și inițiativele care au contribuit la promovarea domeniului energetic. În continuare, au fost prezentate execuția bugetului de venituri și cheltuieli și raportul cenzorului privind verificarea evidenței financiar-contabile, documente care au confirmat utilizarea responsabilă și transparentă a resurselor organizației.

Privind spre viitor, Adunarea Generală a aprobat planul de activitate și bugetul pentru anul 2026, documente care conturează principalele priorități strategice, inclusiv dezvoltarea proiectelor profesionale, creșterea vizibilității organizației și consolidarea colaborărilor instituționale. De asemenea, au fost validate actualizarea componenței Consiliului Director și alegerea cenzorului pentru anul 2026, decizii care contribuie la continuitatea și stabilitatea conducerii organizației.

Un moment important al întâlnirii a fost dedicat actualizării Statutului CNR-CME, în vederea alinierii la bune practici de guvernanță și integritate. Modificările adoptate introduc clarificări privind condițiile pe care trebuie să le îndeplinească oficialii și membrii Consiliului Director al CNR-CME, pe baza standardelor de etică. Totodată, a fost introdus conceptul de reprezentant în teritoriu, cu rol în promovarea misiunii și valorilor asociației, sprijinirea organizării de evenimente regionale și dezvoltarea relației cu membrii din întreaga țară.

În final, Adunarea Generală a celebrat performanța și implicarea profesională prin aprobarea acordării Titlului de Membru Onorific precum și prin acordarea Brevetului și Distincției Medalia CNR-CME unor personalități cu contribuții remarcabile la afirmarea energiei românești și care s-au implicat activ în activitatea asociației. Aceste momente au subliniat importanța comunității profesionale și a recunoașterii meritelor individuale în dezvoltarea sectorului.

Prin deciziile adoptate și prin dialogul constructiv care a caracterizat întreaga reuniune, Adunarea Generală a reconfirmat rolul CNR-CME ca platformă de colaborare și expertiză în domeniul energetic, reafirmând angajamentul organizației pentru transparență, profesionalism și dezvoltare durabilă.

Redacția.



PLANUL NATIONAL INTEGRAT ENERGIE SCHIMBARI CLIMATICE 2025-2030: O situație la zi

Anca POPESCU - Consilier științific CNR-CME

În calitate de stat membru al Uniunii Europene (UE), România își aliniază sistemul și politicile energetice cu cadrul energetic general european, având totodată în vedere provocările și oportunitățile sale energetice specifice.

Mixtul energetic al României se caracterizează prin diversitate, incluzând o combinație de combustibili fosili, surse regenerabile și energie nucleară. De-a lungul timpului, România a depins în mare măsură de combustibilii fosili, în special de cărbune și gaze naturale, pentru a-și satisface nevoile de consum energetic. Rezervele extinse de cărbune ale țării au jucat un rol crucial în asigurarea securității energetice. În plus, gazul natural a servit ca sursă vitală de energie, atât pentru producerea de energie electrică, cât și pentru încălzire, fiind o opțiune mai curată din punct de vedere al emisiilor decât cărbunele. În ultimii ani, legislația UE și nevoia de sustenabilitate au determinat diversificarea surselor de energie ale României. Energia din surse regenerabile a devenit un element-cheie în această transformare. România a înregistrat o creștere substanțială a producției de energie din surse eoliene și solare. Avantajele geografice ale României, în special vânturile cu intensitate ridicată din regiuni precum Dobrogea, au atras investiții și au determinat realizarea unor proiecte majore în domeniul energiei eoliene. De asemenea, valorile ridicate ale intensității radiației solare înregistrate pe aproape întreg teritoriul țării au stimulat dezvoltarea centralelor electrice fotovoltaice (CEF) instalate fie pe acoperișurile clădirilor comerciale sau rezidențiale, fie la sol. În cadrul tranziției energetice, centrala nucleareoelectrică (CNE) de la Cernavodă și-a păstrat rolul central. Beneficiind de două reactoare operaționale (unitățile 1 și 2), ambele funcționând pe tehnologie canadiană de tip Canada Deuterium Uranium (CANDU), CNE Cernavodă contribuie substanțial la producția de energie electrică a României. Energia nucleară este recunoscută pentru faptul că nu contribuie la emisiile de GES și pentru fiabilitatea sa deosebită, contribuind semnificativ la diversificarea portofoliului de surse energetice al României.

Portofoliul energetic diversificat al României reflectă o abordare pragmatică, ce reușește să echilibreze nevoile energetice cu responsabilitatea față de mediu și imperativul securității energetice.

În conformitate cu reglementările UE, România și-a elaborat Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC). Documentul strategic aliniază prioritățile naționale energetice și climatice la obiectivele UE, confirmând contribuția fermă a României la atingerea obiectivelor și țintelor comunitare, abordând, în același timp, provocările naționale specifice.

PNIESC este structurat de-a lungul următoarelor linii directoare:

- Dezvoltarea energiei din surse regenerabile: România se angajează să crească substanțial ponderea SRE în mixtul său energetic. Acest angajament vizează diverse SRE, inclusiv energia eoliană și solară, biomasa și hidroenergia. Planul prevede creșterea

spectaculoasă a capacităților de producție de energie din surse eoliene și solare, valorificându-se astfel resursele naturale ale țării pentru a produce electricitate curată. Potențialul eolian al țării, în special din regiuni precum Dobrogea, este un punct esențial pentru dezvoltarea energiei din surse eoliene. Biomasa și hidroenergia sunt, de asemenea parte a PNIESC, contribuind la diversificarea portofoliului de SRE.

- Promovarea eficienței energetice: Planul prezintă o serie de inițiative menite să sporească eficiența energetică în toate sectoarele economice. Aceste măsuri includ modernizarea clădirilor pentru îmbunătățirea performanțelor energetice și modernizarea proceselor industriale în scopul minimizării consumului de energie. Scopul final este optimizarea consumului de energie, reducerea volumului de deșeuri generate și scăderea costurilor cu energie atât în domeniul comercial, cât și în cel rezidențial.
- Reducerea emisiilor: România se angajează să reducă emisiile de gaze cu efect de seră în multiple sectoare ale economiei sale, inclusiv în cel industrial, al transporturilor și cel al clădirilor rezidențiale. Eforturile sunt concentrate pe adoptarea de tehnologii și practici mai curate, atenuând astfel impactul activităților economice asupra mediului.
- Tranziția Justă: Identificând potențialele consecințe sociale și economice negative ale tranziției energetice, PNIESC-ul României subliniază importanța realizării unei „tranziții juste”. Aceasta presupune sprijinirea comunităților și a lucrătorilor afectați de trecerea la o economie neutră din punct de vedere climatic. Măsurile luate în considerare includ creșterea nivelului de ocupare a forței de muncă prin măsuri de investiții în perfecționare, dezvoltarea competențelor pentru locuri de muncă verzi și economia circulară și/sau furnizarea de sprijin și măsuri eficiente pentru sprijinirea persoanele aflate în căutarea unui loc de muncă.
- Dezvoltarea infrastructurii: Investițiile în infrastructura energetică reprezintă o prioritate a PNIESC-ului. Acestea includ întărirea rețelei electrice, proiecte de interconectare pentru dezvoltarea schimburilor de energie transfrontaliere regionale.

PNIESC vizează nu doar aspectele tehnice privind dezvoltarea și integrarea SRE și reducerea emisiilor GES, ci și dimensiunile sociale și economice, asigurându-se că tranziția energetică va fi benefică atât pentru mediu, cât și pentru cetățeni. PNIESC reflectă angajamentul țării de a se alinia la obiectivele energetice și climatice ale UE, luând în considerare, în același timp, oportunitățile și problemele sale specifice. Parcursul României către un viitor energetic durabil nu îi susține doar interesele naționale, ci contribuie de asemenea, în mod semnificativ, la misiunea colectivă a UE de a combate schimbările climatice și de a asigura un viitor energetic curat, sigur și prosper pentru toți cetățenii europeni.



 **DISTRIBUȚIE** parte din  **EVRYO**

Fiecare om, o sursă de energie. Împreună, suntem cea mai mare rețea de prosumatori din regiune.

*conform ANRE 2025

www.evryo.ro

Despre implicațiile recomandărilor grupului de analiză ICS privind desfășurarea incidentului de black-out din peninsula iberică (23.04.2026) în privința producătorilor din surse regenerabile în România

Alexandru Valeriu BINIG - Consilier științific CNR-CME

Au existat multiple luări de poziție cu privire la alocarea responsabilității pentru producerea incidentului. Au fost blamați producătorii de energie electrică din surse regenerabile cu producție variabilă și nepredictibilă, a fost blamat operatorul de transport și sistem pentru eșecul în gestionarea dinamică a nivelului de tensiune în rețelele de transport, au fost emise diferite rapoarte care se bazează pe datele disponibile în spațiul public la momentul respectiv.

Au fost emise rapoarte de către operatorul de transport și de sistem spaniol, de către instituții guvernamentale spaniole, de către consultanți angajați de diverse organizații din industrie, de către cadre didactice.

Cel mai complet raport este cel emis în baza prevederilor articolului 15 al Regulamentului Comisiei Europene (EU) 2017/1485 din 2 August 2017 care stabilește linii directoare privind operarea sistemului de transport al electricității (SO GL) și Scala de Clasificare a Incidentelor de către grupul de experți ICS nominalizat de ENTSO-E. Acesta a fost împuternicit în baza legislației europene să solicite informații și date de la toți agenții economici implicați sau potențial implicați. Practic acest grup de experți a avut la dispoziție cele mai multe informații și cele mai multe resurse (inclusiv timpul) pentru a analiza în detaliu secvența evenimentelor, prevederile cadrului legislativ și de reglementare relevant, comportamentul factorilor implicați. Este normal ca acest raport să fie considerat drept cel mai comprehensiv și de cea mai mare profunzime.

Scopul acestui articol nu este de a explica în extenso mesajul raportului, concluziile acestuia – acest raport este publicat și poate fi consultat de orice doritor. Obiectivul este de a semnala recomandările grupului de lucru cuprinse în raport care sunt susceptibile să genereze un impact asupra activității producătorilor de energie electrică din surse regenerabile (SRE) din România. Ce este foarte relevant este că impactul poate avea loc nu numai asupra producătorilor ce se vor racorda la rețea în viitor, dar și asupra producătorilor existenți, deja racordați la rețea în baza cadrului legislativ și de reglementare existent.

Figura 1 prezintă rezultatul analizei echipei de experți cu privire la cauzele incidentului – Root Cause Tree. Există multe alte cauze și fenomene consecutive,

atribuibile conducerii sistemului electroenergetic iberic, reglajului dinamic al tensiunii, etc, dar ele nu constituie focusul acestui articol.

La o privire atentă asupra acestui arbore de cauze, se pot identifica cel puțin următoarele cauze directe atribuibile prezenței producătorilor din SRE și factorii agravanți sau consecințele corespunzătoare :

Proiectarea reglajului tensiunii pentru rețelele de producere locală (dincolo de contor - behind the meter) nealinată cu necesitățile sistemului + Poziții non-optimale ale ploturilor transformatoarelor în nodurile cu dinamică intensă a nivelului de tensiune;

Absența limitărilor privind creșterea de putere - ramping - pentru producătorii cu factor de putere fix + Scădere rapidă a punctului de referință pentru puterea injectată de generatoare cu factor de putere fix (urmare acțiunilor PRE – Părților Responsabile cu Echilibrarea), ce au condus la scăderea rapidă a absorbției de energie reactivă + activarea aFRR la scădere în module generatoare cu factor de putere fix a condus la scăderea absorbției de putere reactive;

Centralele cu Surse Regenerabile de Energie au funcționat cu factor de putere fix - nu au existat variații de producție de energie reactivă la variația nivelului tensiunii ;

Multe setări ale protecțiilor de declanșare la supratensiune au diferit de cerințele din reglementări sau nu au fost aliniate necesităților sistemului + multe deconectări ale generatorilor din Spania înaintea atingerii nivelului de tensiune de declanșare în punctele de racordare ;

Instabilitate generată de convertoare și interacțiune cu alți generatori din aceeași zonă + schimbarea injecției din partea unor generatori la viteze comparabile cu cele ale manevrelor + unii generatori au văzut reactanțe mari ;

Aceste cauze, compuse cu altele care țin de conducerea sistemului de transport, clar identificate în Root Cause Tree și în raport, au condus la o creștere rapidă a tensiunii și la o cascadă de deconectări de generatoare prin protecția la supratensiune în Spania.

Mai jos se prezintă câteva din recomandările grupului de experți care, implementate, ar avea impact direct

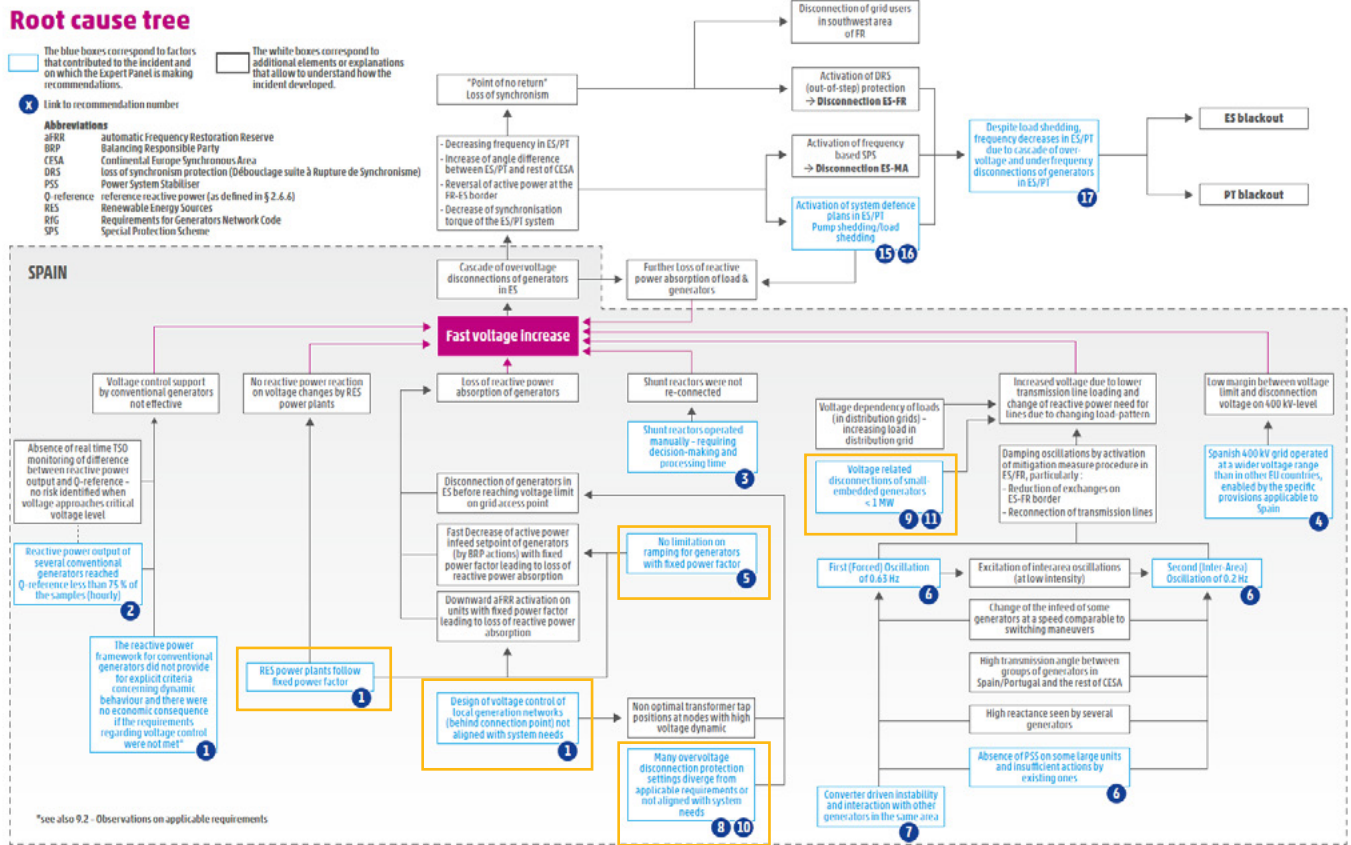


Figura 1 – Rezultatul analizei Root Cause Tree privind producerea incidentului de blackout din peninsula Iberică – sursa [1]

Căsuțele albastre indică factori care au contribuit la incident și asupra cărora grupul de experți a formulat recomandări. Căsuțele albe corespund unor factori suplimentari sau conțin explicații suplimentare pentru înțelegerea desfășurării fenomenului.

asupra activității producătorilor din SRE din Romania. Traducerea în limba română aparține autorului. Există, desigur, mult mai multe recomandări, legate de activitatea operatorului de transport și sistem care, adoptate/implementate și în Romania, ar afecta în mod indirect activitatea acestor producători. Dar acest articol se concentrează pe recomandările care ar duce la un impact direct, de adaptare tehnică pentru producătorii din SRE.

Recomandarea R250428_1 – Modul de Control al Tensiunii

Descriere:

a) Operatorii de Sistem de Transport și facilitățile generatoare de electricitate care operează SGU trebuie să se asigure ca producătorii folosesc modul de control al tensiunii oricând e posibil, conform capabilităților definite în cerințele aplicabile, cum ar Regulamentul Comisiei (EU) 2016/631 din 14 Aprilie 2016 care stabilește un cod al rețelei pentru racordarea la rețea a producătorilor (RfG – Requirements for Generators).

b) Autoritățile naționale competente ar trebui să susțină acest obiectiv, de exemplu prin luarea în considerare a propunerilor de la Operatorii de Sistem de Transport de a se extinde cerințele de control al tensiunii la facilitățile generatoare de electricitate racordate înainte ca cerințele aplicabile să fie în vigoare (a se vedea Art 4 din RfG)

Justificare:

“Operarea unei capacități de producere semnificative cu un factor de putere constant în Spania a generat două probleme:

1. pentru fiecare creștere/rampă rapidă de putere activă (de exemplu schimbare de putere programata), resursele care operau cu factor de putere constant au injectat de asemenea o rampă de putere reactivă în sistem (și în consecință o rampă de tensiune);
2. resursele utilizate în regim de factor de putere fix au furnizat un sprijin inadecvat privind puterea reactivă pentru compensarea fluctuațiilor de tensiune. „

Posibile consecințe pentru producătorii români din SRE :

În mod normal Transelectrica, urmare analizei proprii asupra secvenței de evenimente și arborelui de cauze, precum și condițiilor specifice din SEN, ar trebui să revadă cerințele privind contribuția la reglajul tensiunii aplicabile producătorilor din SRE racordați la SEN. Trebuie remarcată recomandarea de aplicare a cerințelor care vor fi aprobate prin noul Cod de Rețea Nc RfG 2.0 și la generatorii existenți.

Recomandarea R250428_5 – Asigurarea unui comportament apropiat privind variațiile de putere activă și reactivă

Descriere:

- **“Variațiile rapide nedorite ale puterii reactive, în special cele care apar în intervale de timp comparabile sau chiar mai reduse decât intervalele specifice răspunsului de control al tensiunii al sistemului ar trebui evitate.** În cazul unui factor de putere fixat, rampele puterii reactive urmează rampele puterii active, ceea ce înseamnă că **rampele puterii reactive pot fi adresate temporar asigurând că schimbările puterii active sunt mai line.** „
- **“Această reducere a ratei de variație poate fi asigurată, de exemplu prin cerințele de racordare și/sau setările controller-urilor și/sau prin stimularea rampelor mai graduale între intervale de decontare ale dezechilibrelor (de exemplu prin corectarea dezechilibrelor pe baza unor rampe asumate pentru a stimula părțile responsabile cu echilibrarea să urmeze acele rampe).** „
- **“Problema producerii de energie reactivă pe liniile de transport originând din schimbări rapide de putere activă a producătorilor ar trebui să fie studiată în continuare de către Operatorii de Transport și Sistem.** „

Justificare:

- **“Variațiile rapide ale puterii injectate în rețelele de transport/distribuție de către centralele electrice, sistemele de stocare și consumatori (de exemplu o reducere rapidă a injectiei din surse fotovoltaice urmare apariției prețurilor negative) pot duce la schimbări abrupte ale circulațiilor de puteri în rețeaua de transport. Astfel de comportamente cresc stresul sistemului și pot contribui la dezechilibre mai mari la nivel de Operatori de Sistem de Transport și la activări de planuri de apărare, în special când factorul de putere este fixat.** „

Posibile consecințe pentru producătorii români din SRE:

Revizuirea regulamentelor de racordare și a normelor tehnice privind performanța generatorilor în domeniul reglajului de tensiune – impunerea unor viteze de variație mai reduse, stimulente pentru contribuția suplimentară la reglajul tensiunii.

Recomandarea R250428 8 - Setări validate ale protecțiilor pentru unitățile generatoare și rețelele de evacuare a puterii generate conectate la OD și OT**Descriere:**

- **“OT și OD ar trebui să evalueze adecvarea și consistența setărilor protecțiilor pentru unitățile generatoare și elementele de rețea de evacuare (de exemplu transformatoare sub care sunt conectate câteva module generatoare și de stocare, incluzând resurse de energie racordate la rețeaua de distribuție/distribuite). Aceasta verificare ar trebui să asigure că **acele capacități de rezistență/suportare (nivele inferioare și superioare de tensiune, rata de schimbare****

a frecvenței) sunt aliniate cu cele mai înalte capacități ale utilizatorilor de rețea conectați în aval, cu verificări explicite privind nivelurile de supratensiune și subtensiune și timpi minimi de întârziere (adaptate dinamicii sistemului și incertitudinilor de măsurare, de exemplu ≥ 100 ms sau chiar > 1 s unde este aplicabil). „

- **“Conformitatea cu cerințele minime de temporizare și pragurile de valori ale tensiunii stabilite în reglementările aplicabile și asigurarea unei marje suficiente în pragurile ajustate pentru a preveni ca eventuale imprecizii de măsură să cauzeze deconectări neintenționate rămân extrem de importante. În caz contrar, măsuri corective apropiate pentru a atinge setări conforme ale protecțiilor trebuie identificate și implementate.** „
- **“Dacă se dovedește necesar, OT ar trebui să evalueze, în coordonare cu autoritățile naționale, posibilitatea de a aplica cerințele relevante (de exemplu Art 4 din RfG) acolo unde este justificat de necesitățile sistemului.** „

Justificare:

- **“Analiza și contribuțiile experților indică **senzitivitatea la setările protecțiilor locale** (de exemplu nivele de supratensiune măsurate la mare distanță de punctul de conexiune, deconectări instantanee fără întârzieri) **care pot deconecta generarea în mod nenecesar atunci când nivelele de tensiune oscilează sau cresc în mod tranzient. În unele cazuri, protecțiile apar să fie divergente față de cerințele aplicabile.** „**

Posibile consecințe pentru producătorii români din SRE:

Reevaluarea, de către OT și OD a adecvării și consistenței setărilor protecțiilor, atât la variația tensiunii cât și la variația frecvenței.

Recomandarea R250428 9 - Capabilitatea de trecere prin supratensiuni pentru modulele generatoare de tip A**Descriere:**

- **“Modulele generatoare de tip A ar trebui să fie capabile de funcționare stabilă fără deconectarea de la rețea conform unui profil de variație a tensiunii în timp. ENTSO-E ar trebui să evalueze și să sugereze potențiale îmbunătățiri relevante ale cerințelor aplicabile din RfG.** „

Justificare:

- **“Analiza din acest raport privind deconectările producerii din panouri fotovoltaice de mică dimensiune, o parte din ea de tip A, pune în evidență senzitivitatea lor la episoade de supratensiuni, chiar și atunci când tensiunea pe partea de transport rămâne în limite acceptabile.** „
- **“Dată fiind expansiunea rapidă a instalațiilor fotovoltaice în întreaga Europa în anii recenți – cu o pondere substanțială a sistemelor de mici dimensiuni – este critic să se prevină **deconectările nenecesare pe durata evenimentelor de****

supratensiune. Aceasta este esențială pentru menținerea stabilității și fiabilității rețelei. „

Posibile consecințe pentru producătorii romani din SRE:

Cerințe mai stricte pentru modulele generatoare de tip A, pentru contribuția la controlul tensiunii și chiar al frecvenței (inerție sintetică).

Recomandarea R250428_11 - Investigarea comportamentului producătorilor racordați la rețeaua de distribuție ne-observabili

Descriere:

- „OT și OD, împreună cu industria energiei electrice, ar trebui să **investigeze în continuare comportamentul la deconectare și reconectare al invertoarelor, în special a invertoarelor racordate la rețeaua de distribuție (incluzând sistemele fotovoltaice rooftop și alte forme de producere distribuită < 1 MW).** În acest scop, Comitetele Părților Europene Interesate pentru Racordarea la Rețea și Operarea Sistemului (GC ESC53 și SO ESC54) ar trebui utilizate ca platforme pentru schimbul de informații și experiență. „

Justificare:

- „Datele pe care Panelul de Experti le-a primit de la fabricanții de sisteme fotovoltaice în timpul investigației au arătat că multe **invertoare au declanșat din cauza supratensiunii** în anumite perioade din 28 Aprilie. Panelul de Experti a identificat un rol important al duratei de reconectare a sistemelor fotovoltaice ne-observabile în pierderea capacității de generare. „
- „Cu toate acestea, Panelul de Experti nu a putut desfășura o investigație în adâncime și consideră benefic să se continue și să se intensifice schimburile cu OD și producătorii de invertoare pe acest subiect la nivel European pentru a înțelege mai bine comportamentul legat de nivelul de tensiune al producătorilor distribuiți ne-observabili. „

Posibile consecințe pentru producătorii români din SRE:

O analiză aprofundată asupra posibilului rol al generatorilor neobservabili pentru OT și identificarea de soluții pentru creșterea observabilității - de asemenea culegerea de date și analiza lor pentru înțelegerea mai bună a comportamentului invertoarelor neobservabile în prezent în diverse regimuri de funcționare ale SEN.

În aceste condiții este foarte relevantă reacția europeană și mai ales conținutul noului Cod al Rețelei Cerințe pentru Producători (Network Code Requirements for Generators - NC RfG 2.0) - document propus de către ACER către Comisia Europeană pentru aprobare prin Regulament al Comisiei Europene, care devine automat aplicabil în statele membre ale UE, fără necesitate de transpunere.

De mare importanță este articolul 4, paragraful 3:

„3. **După o consultare publică, în conformitate**

cu Articolul 10 și cu scopul de a adresa schimbări factuale semnificative în circumstanțe, precum evoluția cerințelor de sistem incluzând penetrarea surselor regenerabile de energie, rețelele inteligente, producerea distribuită și consumul dispecerizabil, **OT relevant poate propune autorității de reglementare implicate, sau, unde e cazul, Statului Membru, să extindă aplicarea acestui Regulament la modulele generatoare de electricitate existente.** „

E adevărat, propunerea de regulament prevede și pașii concreți care trebuie întreprinși de către operatorul de transport pentru a obține impunerea de către autoritatea de reglementare sau statul membru către operatorii existenți a obligațiilor prevăzute pentru operatorii nou racordați la rețea după intrarea în vigoare a NC RfG 2.0, iar acești pași necesită un efort îndelungat. Dar este deschisă o poartă pentru a putea impune și producătorilor existenți anumite obligații pentru asigurarea reglajului dinamic de tensiune, inerției și în general stabilității SEN.

Trebuie precizat că NC RfG prevede în preambul:

- „(s1) **In același timp, stocarea energiei electrice joacă un rol cheie în sistem deoarece diferite tehnologii de stocare au un comportament dual fiind capabile să consume electricitate din sau să injecteze energie în rețea la diferite momente și în cantități diferite. Din aceasta cauză, și datorită caracteristicilor specifice ale stocării și impactului asupra sistemului, este necesar să se introducă cerințele de racordare la rețea pentru modulele de stocare a energiei electrice. Cerințele referitoare la stocarea energiei electrice sunt considerate aceleași ca și pentru modulele de producere a energiei electrice, cu excepția cazurilor în care se statuează altfel în acest Regulament.**“
- „(s2) **Pentru scopurile acestei Reglementări, stocarea energiei electrice include vehiculele electrice și echipamentul asociat de alimentare care satisface definiția stocării energiei electrice.**“
- „(11) ... **Stocarea energiei electrice integrate într-un modul de producere a energiei electrice folosită numai pentru scopul îndeplinirii cerințelor respective ale acestei Reglementări ar trebui considerată parte a acestui modul în timp ce capacitatea sa nu ar trebui să conteze în capacitatea modulului de generare a energiei electrice.**“

În consecință, operatorii de baterii ar trebui să se aștepte să le fie aplicabile toate cerințele aplicabile modulelor generatoare. Atât operatorii de ESM - Energy Storage Module - care vor fi racordați după intrarea în vigoare a NC RfG 2.0 (și după perioada tranzitorie prevăzută pentru fiecare categorie de module generatoare - A,B,C,D) dar, posibil și cei deja racordați la rețea care au fost verificați după proceduri/cerințe tehnice mai „permissive” aflate în vigoare la momentul punerii lor în funcțiune.

De ce este relevantă pentru Romania aceasta analiză?

Figura 2 de mai jos prezintă evoluția energiei produse din diferite surse în SEN și schimbată cu sisteme electroenergetice vecine în perioada 08-16.04.2026.

Cifrele din figură (producțiile din diferite surse) se referă la o oră din ziua de Paște 12.04.2026 – în ipoteza în care nu ar fi existat export către țările vecine (sold -2410 MW), la o cerere din SEN de 2681 MW, probabil CNE Cernavoda ar fi păstrat încărcarea constantă în jur de 1300 MW, dar restul ar fi fost acoperit de centrale fotovoltaice („Foto 1682 MW”).

Trebuie să fie clar că ceea ce se prezintă drept „consum” ar fi de fapt „cerere” adică totalul consumului minus autoproducția prosumatorilor, care la ora actuală totalizează puteri instalate de peste 3400 MW și într-o

zi însoțită la oră de maxim de radiație solară produc peste 1500 MW. Dacă s-ar considera o producție a prosumatorilor de cca 1500 MW, consumul în România ar fi fost de $2600 + 1500 = 4100$ MW – o valoare frecvent întâlnită în astfel de zile de sărbătoare în anii anteriori. Doar că acum ar fi fost 1682 MW din surse fotovoltaice „utility type”, 1500 MW de la prosumatori, 51 MW din eolian, total 3233 MW din surse de tip Grid Following, cu producție variabilă meteo-dependentă, la un consum total de 4100 MW (78,8%). Sa nu uităm că aceste surse sunt distribuite și au un impact puternic asupra nivelului tensiunii atât în rețeaua la care se conectează, cât și la nivelele superioare de tensiune. Îngrijorările exprimate de Grupul de Experți ICS precum și recomandările acestuia ar fi perfect valabile pentru situația actuală a SEN.

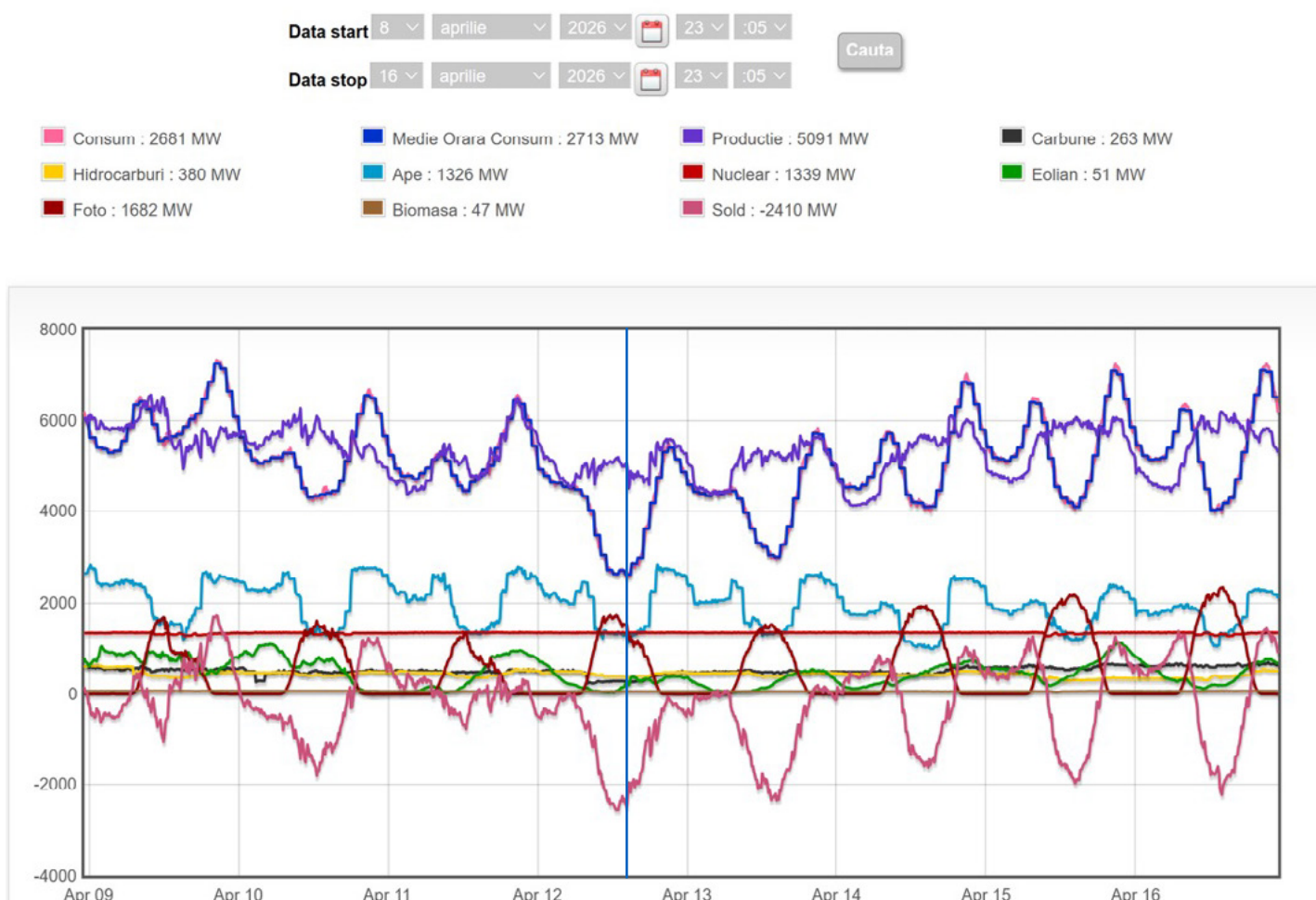


Figura 2 – Evoluția producției, consumului și soldului în perioada 08-16.04.2026 – sursa www.transelectrica.ro

Ce ar fi de așteptat în acest context?

- O disciplină mai strictă privind respectarea reglementarilor tehnice aplicabile, în special cu privire la reglajul de tensiune – este posibilă impunerea retroactivă a noilor reglementări și la generatorii existenți – dar cu un proces complex de obținere a acordului autorităților pentru o asemenea impunere retroactivă;
- O monitorizare frecventă a inerției sistemului, atât

la nivel național cât și la nivel regional ;

- Asigurarea unui comportament conform în ceea ce privește variațiile de energie activă și energie reactivă;
- Romania va trebui să formuleze câteva decizii referitoare la Distributed Energy Resources (DER) – sursele de energie distribuite - care folosesc surse regenerabile de energie:

- Funcționarea cu factor de putere constant - variațiile de putere activă induc variații de putere reactivă și implicit de tensiune;
- Observabilitatea pentru OT - aici sunt multe dezbateri dacă datele utilizatorilor relevanți de rețea trebuie transmise în paralel la OD și OT sau doar la OD urmând ca acesta să le transmită la OT;
- Verificări periodice ale setărilor protecțiilor la supratensiune;
- Romania va trebui să formuleze și să implementeze decizii cu privire la modulele generatoare de tip A;
- Capabilitățile de tip Grid Forming - devin obligatorii? Care ar fi foaia de parcurs de implementarea acestei obligativități?
- Senzitivitatea protecțiilor - pentru evitarea declanșărilor/deconectărilor nedorite;
- Observabilitate crescută;
- De asemenea, noul Cod al Rețelei NC RfG 2.0 va aduce o multitudine de cerințe pentru vehiculele electrice și instalațiile lor de alimentare, considerate Energy Storage Modules (ESM) - satisfacerea acestor cerințe va trebui certificată de organisme specializate, care vor trebui să dezvolte

suficiente capabilități în Romania sau Romania va trebui să adopte reglementări pentru acceptarea rezultatelor de certificare pentru diverse modele de vehicule electrice în diferite țări. Totuși, trebuie ținut seama că NC RfG 2.0 conține niște cerințe minimale pentru ESM - statele membre au dreptul să adopte cerințe mai stricte pornind de la necesitățile rețelelor naționale - e posibil să fie necesare organisme de certificare capabile să verifice respectarea reglementărilor tehnice naționale - la ora actuală nu se are în vedere impunerea acestor capabilități de certificare/omologare către OD.

Figura 3 de mai jos prezintă evoluția tensiunii și a frecvenței într-un nod caracteristic din zona din Peninsula Iberică în care a fost inițiat incidentul de black-out. Se vede că depășirea unui nivel de tensiune și scăderea frecvenței sunt aproape simultane. Conform unor interpretări, mai întâi a crescut tensiunea și apoi au declanșat protecțiile unor producători din surse regenerabile, conform altor interpretări producătorii din regenerabile nu ar fi trebuit să se deconecteze și ar fi trebuit să continue să contribuie la stabilitatea sistemului. Important este însă să se învețe și să se formuleze deciziile de reglementare și operaționale optime pentru evitarea unui asemenea incident în Sistemul Electroenergetic Național.

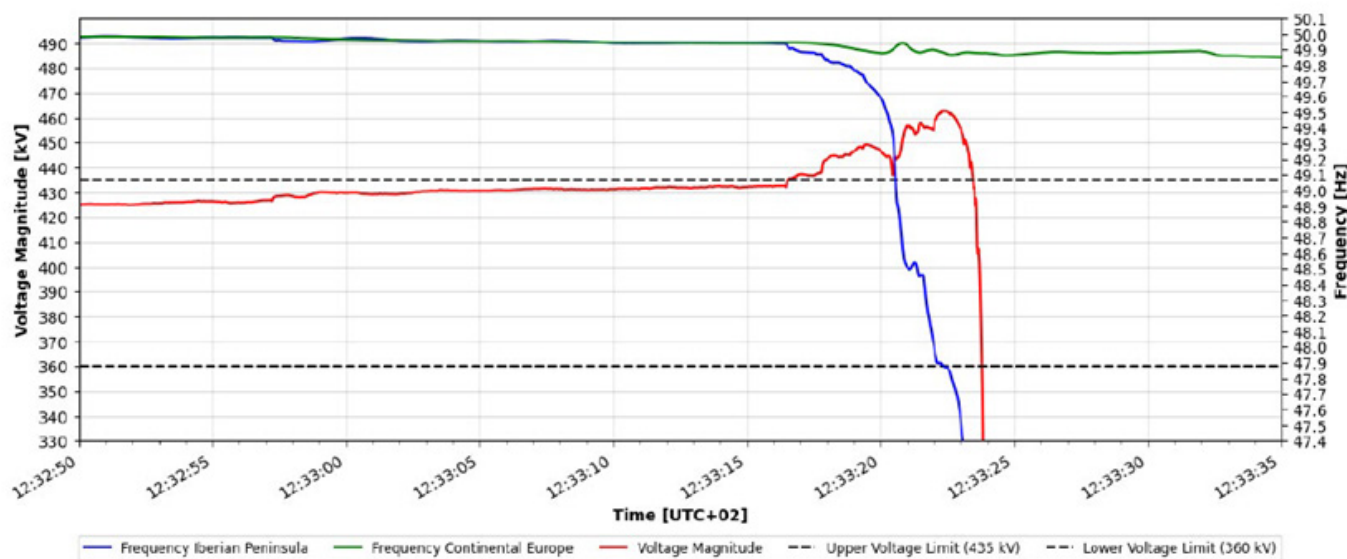


Figura 3 - Evoluția frecvenței și tensiunii în stația electrică din Carmona (Spania) precum și a frecvenței în restul Europei Continentale (stația electrică din Bassencourt, Elveția) pe parcursul incidentului

Bibliografie

[1] - Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025 - ICS Investigation Expert Panel Final Report - March 20, 2026 - https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/#Expert_Panel

Energia nucleară în România - prezent și viitor

Bogdan TERMEGAN - Director Executiv, Forumul Atomic Român (ROMATOM)

Motto: "România trebuie să găzduiască proiecte nucleare majore, pentru că s-a demonstrat că alegerile privind sursele nucleare energetice sunt și au fost mereu corecte pe termen lung". Dr.Ing. Teodor Chirica, președinte onorific și co-fundator al Forumului Atomic Român, Discurs la deschiderea lucrărilor Adunării Generale ROMATOM. Preluare din Financial Intelligence, 31 martie 2026.

Sumar executiv

Programul de energie nucleară al României a fost mereu unul ambițios și se sprijină astăzi pe documentele strategice naționale și pe un portofoliu concret de proiecte: re tehnologizarea unității 1 de la Cernavodă, completarea unităților 3 și 4, proiectul de reactoare modulare mici de la Doicești și instalația de detritiere a tritiului. Întrebarea operativă pentru decidenți privește scara, secvențierea și mecanismele care transformă acest portofoliu într-un program industrial pe șazeci de ani.

România consumă astăzi aproximativ 2,4 MWh de electricitate pe locuitor, sub jumătate din media Uniunii Europene de circa 5,5 MWh.[1] PNIESC modelează creșterea producției totale de la 55,5 TWh în 2022 la 98,8 TWh în 2050, iar Strategia Energetică țintește 33-35% pondere nucleară în mixul electric până în 2035. [2][3] Pentru a susține un astfel de salt de cerere și un mix cu pondere ridicată de surse variabile, România are nevoie simultan de putere fermă, capacitate de echilibrare, stocare și interconexiuni întărite.

Studiile academice demonstrează că reactoarele modulare mici devin competitive prin serializare, standardizare și un proces de licențiere repetabil. Studiul Asuega, Limb și Quinn (2023) plasează costul suprateran al SMR avansate între 3.985 și 4.844 USD/kW și LCOE între 80,6 și 89,6 USD/MWh, în condiții și cost al capitalului specifice pieței americane.[4] Pentru România, aceste valori indică doar ordinul de mărime. Decizia depinde de cererea internă susținută, de finanțarea suverană și de un lanț de furnizori care

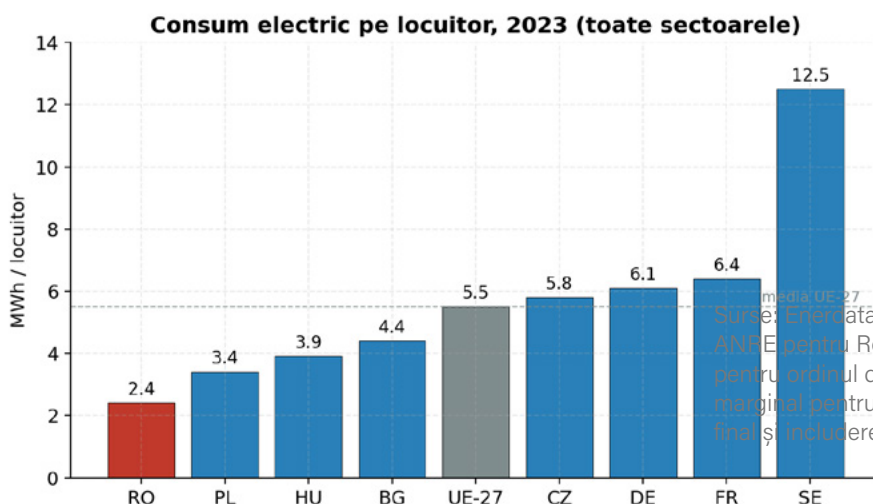
rămâne competitiv decenii la rând.

Aplicațiile non-electrice extind valoarea programului. [5] Aplicațiile spațiale au devenit relevante pentru lanțurile europene de aprovizionare după ce costul de lansare în orbita joasă a scăzut sub 2.000 USD/kg cu Falcon 9 reutilizat și se proiectează sub 100 USD/kg cu Starship.[6] România ar putea începe o explorare a posibilităților în aceasta noua era a costului de lansare scăzut pentru a se integra în lanțul de furnizare pentru industriile emergente. Desigur, în aceasta clasa sa califica deja proiectele curente ale Nuclearelectrica pentru producerea de izotopi.

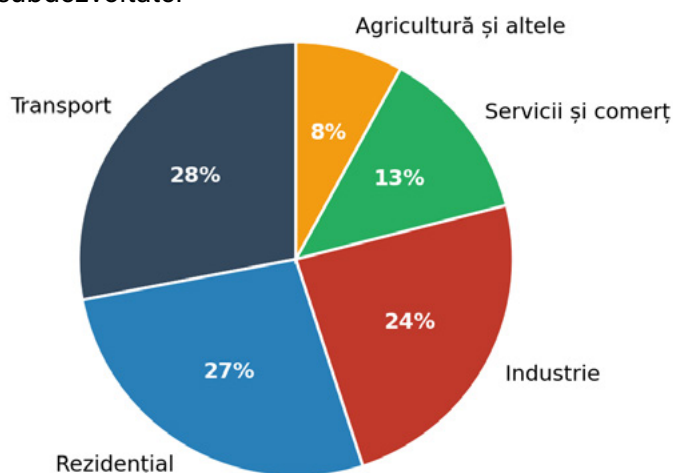
România poate captura beneficii industriale mari din energia nucleară dacă tratează programul ca un obiectiv național de infrastructură și dezvoltare națională și îl tratează unitar, într-o hartă unică în care MW, rețeaua, finanțarea, licențierea, capitalul uman și lanțul industrial sunt urmărite împreună, cu termene și indicatori de succes.

1. Cât consumă România și de ce

Consumul electric per capital reflectă structura unei economii. România a consumat aproximativ 54,3 TWh de electricitate în 2023, la o populație rezidentă de circa 19 milioane de locuitori, ceea ce înseamnă 2,4-2,9 MWh/locuitor, după sursa folosită.[1][7] Media Uniunii Europene se situează între 5,4 și 5,8 MWh/locuitor, ceea ce plasează consumul electric al României la aproximativ 43-50% din media europeană.[1] Cele mai apropiate niveluri sunt cele din Polonia și Ungaria, iar cele mai înalte se înregistrează în Suedia, Finlanda și Franța, peste 6 MWh/locuitor.



Trei cauze structurale explică decalajul. Prima: ponderea încă mare a gazului natural în încălzire, care înlocuiește electricitatea în sectorul rezidențial pentru circa 75% din apartamentele și casele racordate la rețele de gaz. A doua: parcul de vehicule electrice rămâne sub 3% din totalul autoturismelor, iar transportul public electric este concentrat în câteva orașe mari. A treia: intensitatea energetică a economiei este în scădere rapidă după închiderea capacităților siderurgice și chimice grele moștenite din anii '80, însă noile industrii energointensive (centre de date, hidrogen, oțel verde, semiconductori) rămân subdezvoltate.



Structura consumului final de energie în România, 2022

Sursă: Strategia Energetică a României 2025-2035, p. 34-66 (consum final 22,5 Mtoe în 2030 ca țintă, distribuție sectorială istorică).[2]

Distribuția sectorială explică de ce electrificarea schimbă acest peisaj. Pe transport, fiecare punct procentual de migrare către EV adaugă circa 0,3-0,5 TWh/an la cererea electrică. Pe rezidențial, înlocuirea unei centrale de gaz cu o pompă de căldură crește consumul electric anual al unei gospodării cu 4-6 MWh. Pe industrie, electrificarea proceselor termice de joasă temperatură poate transfera 2-4 TWh/an din gaz către electricitate până în 2035. Aceste tendințe explică de ce Strategia Energetică prevede 40 GW capacitate instalată totală până în 2035, față de 18,2 GW astăzi.[2]

Decalajul actual este, în egală măsură, o oportunitate. O țară care pornește de la 2,4 MWh/locuitor are loc de creștere substanțială fără să atingă vârfurile occidentale. Dacă România convergea către consumul polonez (~3,4 MWh/locuitor) sau ceh (~5,8 MWh/locuitor), cererea totală ar urca la 65 sau 110 TWh/an. Diferența dintre cele două traiectorii este miza programului energetic pe trei decenii.

2. Mixul energetic: starea curentă și trenduri

Producția electrică a României a oscilat între 53 și 62 TWh/an în perioada 2018-2023, cu trend ușor descrescător din cauza reducerii capacităților pe cărbune. Compoziția acestuia total s-a schimbat în profunzime: cărbunele a pierdut zece puncte procentuale, eolianul a câștigat șase, iar nuclearul și hidroelectricul au rămas piloni stabili.

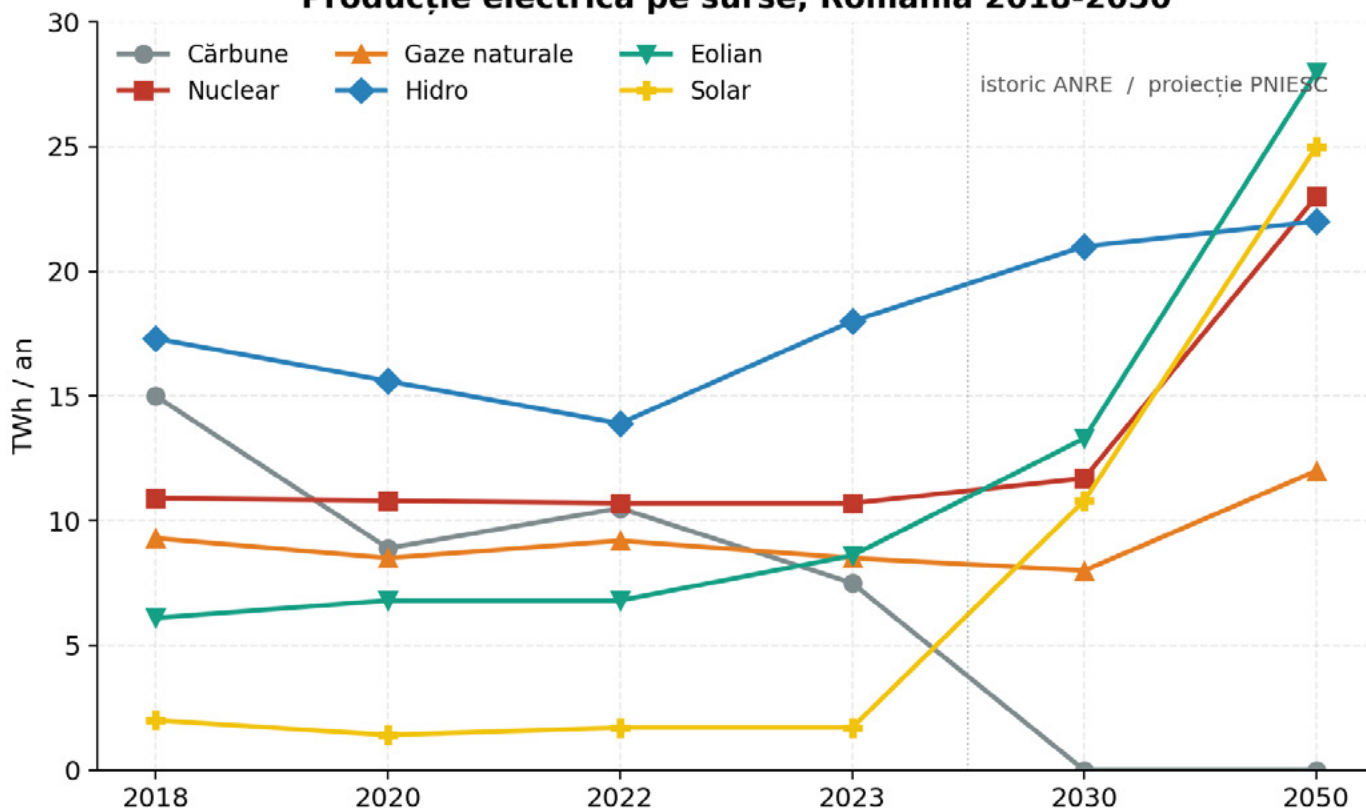
An	Cărbune	Nuclear	Gaze	Hidro	Eolian	Solar	Biomasă + alte	Total (TWh)
2018	24,2%	17,7%	15,0%	27,9%	9,8%	3,2%	2,3%	62,0
2019	22,9%	19,0%	14,0%	26,8%	12,1%	2,6%	2,7%	57,0
2020	16,5%	20,2%	15,9%	29,1%	12,7%	2,7%	2,9%	53,7
2021	18,2%	19,0%	16,4%	30,3%	11,1%	3,1%	1,9%	57,1
2022	19,7%	20,0%	17,2%	26,0%	12,8%	3,3%	1,1%	53,5
2023	13,5%	19,2%	15,1%	32,2%	15,4%	3,0%	1,7%	56,0

Sursă: rapoartele anuale ANRE de monitorizare a pieței de energie electrică, agregate.[7]

Patru tendințe ies în relief. Prima: ponderea cărbunelui s-a redus de la 24% la 13% în cinci ani, în linie cu programul de închidere a 4.920 MW capacitate pe lignit până în 31 decembrie 2032.[2] A doua: nuclearul rămâne stabil în jurul a 19-20% din producție, deoarece flota CANDU-6 operează la factor de capacitate înalt, dar pierde din ponderea relativă pe măsură ce

regenerabilele cresc. A treia: eolianul a urcat de la 9,8% la 15,4%, iar solarul stagnează în jurul a 3% până când planurile de utility-scale și prosumatori prind viteză după 2024. A patra: hidroelectricul oscilează cu hidrologia anuală între 26% și 32% și nu are spațiu major de creștere.

Producție electrică pe surse, România 2018-2050



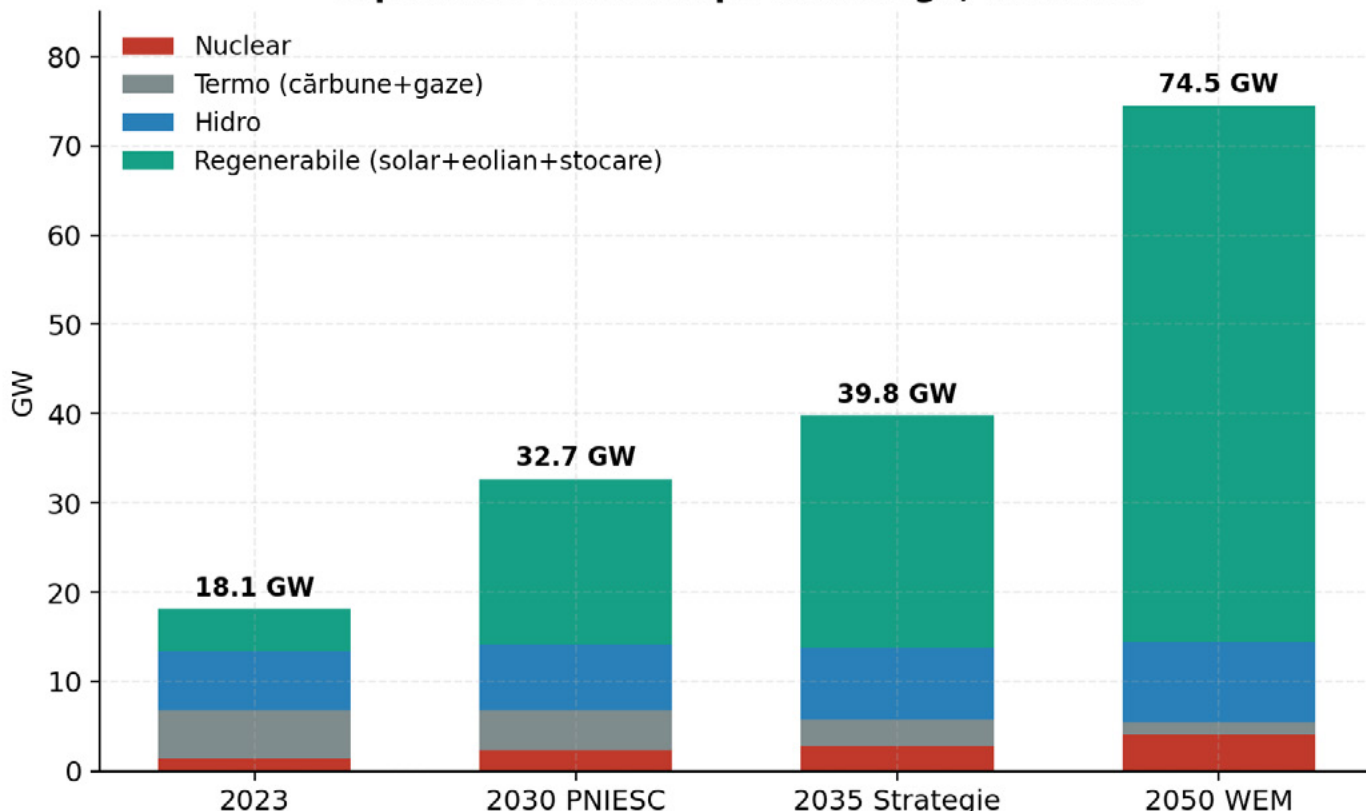
Producție de energie electrică pe surse, România 2018-2050 (TWh)

Punctele 2018-2023 din ANRE; punctele 2030 și 2050 din PNIESC, scenariul cu măsurile deja luate (WEM).[3][7]

Capacitatea instalată dezvăluie o tensiune importantă între ținta de 40 GW total în 2035 (Strategia Energetică) și capacitatea actuală de 18,2 GW.[2] Cea mai mare

parte a creșterii vine din regenerabile, dar nuclearul are nevoie de adăugiri pentru a-și păstra ponderea de 33-35% asumată politic.

Capacitate instalată pe tehnologii, România



Capacitate instalată pe tehnologii, România (GW)

Surse: ANRE 2023, PNIESC scenariul WEM (extragerea proiectului), Strategia Energetică ținta 2035.[2][3][7]

PNIESC fixează patru piloni nucleari operaționali în orizontul 2030-2035, cu volume planificate care se cumulează la circa 23 TWh/an.

Pilon	Putere netă	COD țintă	Factor de capacitate plauzibil	TWh/an estimat
Cernavodă U1 (post-retehnologizare)	700 MW	repornire 2029-2030	90%	5,5
Cernavodă U2 (existent)	700 MW	continuu	91%	5,6
Cernavodă U3 (proiect)	700 MW	2031-2032	90%	5,5
Cernavodă U4 (proiect)	700 MW	2032-2033	90%	5,5
Doicești SMR (NuScale VOYGR 6x77)	462 MW	2030 (ipoteză PNIESC)	90%	3,6
Total	3.262 MW	-	-	~25,7

Surse: Strategia Energetică 2025-2035 (capacitate U1+U2 1.300 MW net),[2] PNIESC (462 MW SMR la Doicești și producție nucleară 23 TWh în 2050),[3] capitolul tehnic CANDU-6 (descrierea sistemică),[8]

Calculul arată o congruență strânsă între portofoliu și model: PNIESC modelează 11,7 TWh nuclear în 2030 și 23 TWh în 2050, iar capacitatea planificată generează aproximativ 25-26 TWh/an la factor de capacitate 90%. Marja de eroare este mică. O întârziere de 24 luni la Doicești sau la U3 reduce producția nucleară cu 3,5-7 TWh/an în primii ani de după COD-ul țintă, ceea ce schimbă bilanțul de import-export al țării și obligă rețeaua să compenseze cu surse mai scumpe sau cu importuri.

3. Cât avem de produs: două ipoteze

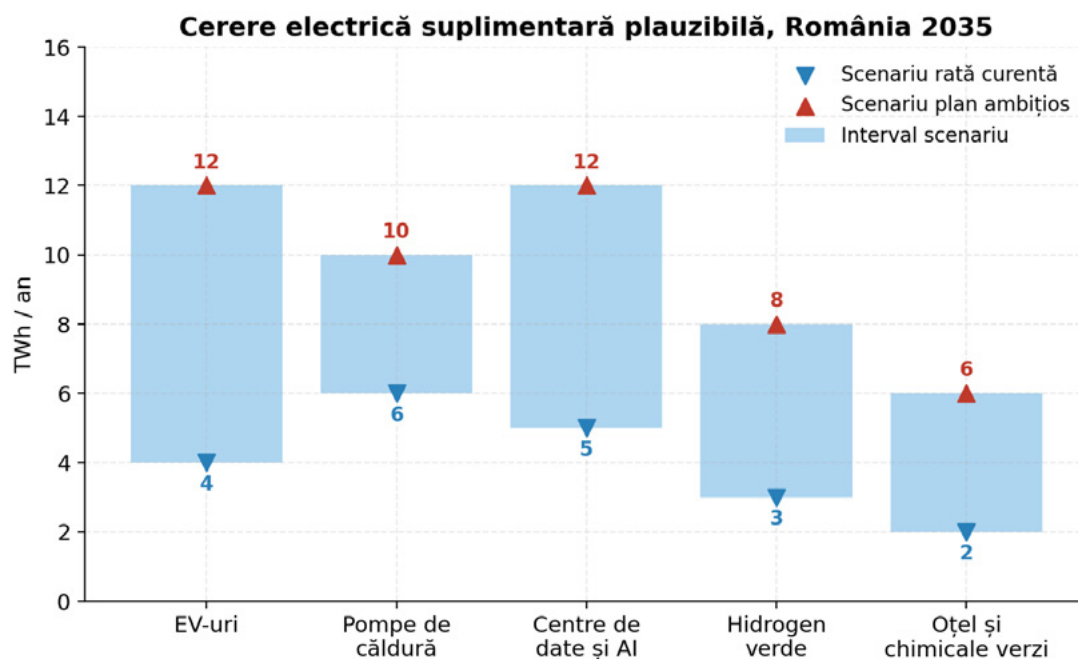
Politica energetică se bifurcă pe o întrebare simplă. Dacă România menține rata curentă de creștere economică și electrificare, capacitatea suplimentară necesară până în 2035 este modestă: cele 13 GW deja

prevăzute în Strategia Energetică acoperă o parte din nevoie. Dacă România adoptă un plan de dezvoltare ambițios, cu atragere de industrii energointensive, centre de date și rol de hub regional pentru tehnologii avansate, cererea poate crește cu 30-50 TWh/an suplimentari în orizontul 2035-2040.

Bifurcația are consecințe industriale directe. Ea decide dacă programul nuclear se oprește la patru reactoare și un SMR sau dacă deschide o etapă de flote de reactoare mari sau SMRs.

3.1 Industriile care contează

Cinci categorii de cerere nouă au probabilitate ridicată de materializare în deceniul următor și sunt suficiente de energointensive pentru a justifica capacitate dedicată.



Triunghiurile inferioare reprezintă scenariul cu rată curentă de adopție; triunghiurile superioare includ un program de atragere a investițiilor energointensive. Calcule proprii pe baza IEA WEO 2025 (consumul global al centrelor de date se dublează până 2030 și se triplează până 2035) și McKinsey Global Energy Perspective 2025 (5,9 mii TWh consum suplimentar global pentru hidrogen 2024-2050),[9][10]

Centrele de date sunt cazul cel mai vizibil. La nivel global, IEA estimează că cererea acestora va crește de la circa 300 TWh în 2022 la 1.500 TWh în 2030.[9] Pentru România, un singur campus de centru de date cu sarcină IT de 100 MW operează aproximativ 0,9 TWh/an. Cinci-zece astfel de campusuri, plauzibile pe orizontul 2030-2035 dată fiind poziția geografică, costul terenului și disponibilitatea conectivității, ar adăuga 4,5-9 TWh/an. Acest volum singur depășește producția istorică a unei unități CANDU-6.

Electrificarea transportului și a încălzirii vine treptat. Conversia a 30% din parcul auto la EV, calculată pe 6.000 km/vehicul/an la 0,18 kWh/km, generează aproximativ 12 TWh/an cerere suplimentară. Înlocuirea încălzirii pe gaz cu pompe de căldură pe un milion

de gospodării adaugă alți 4-6 TWh/an. Hidrogenul verde și oțelul verde rămân condiționate de politica industrială și de prețul comparativ al gazului, dar fiecare GW de electroliză adaugă 5-7 TWh/an la cererea bază.

O țintă agregată plauzibilă de cerere suplimentară pentru 2035 se situează între 14 și 38 TWh/an. Limita inferioară a intervalului poate fi acoperită de regenerabile și de Cernavodă completat. Limita superioară cere capacitate fermă suplimentară, deci un program nuclear extins.

3.2 Programul nuclear pe orizont lung

Trei arhitecturi acoperă spațiul opțiunilor.

Arhitectură	Capacitate netă	CAPEX total estimat	Durăta construcție FOAK-NOAK	Locuri de muncă (vârf)	Conținut local plauzibil
Flotă mare: 6 reactoare × 1.000 MWe	6.000 MW	35-50 mld. EUR	7-10 ani / unitate	8.000 - 12.000	25-40%
Flotă SMR: 12 module × 77 MWe (NuScale)	924 MW	6-9 mld. EUR	5-7 ani / pereche de module	2.500 - 4.000	15-25%
Mixt: 2 reactoare mari + flotă SMR (12)	2.924 MW	18-25 mld. EUR	scaled	5.000 - 7.500	20-35%

Estimări proprii pe baza NEA Roadmaps to New Nuclear (2025) și NEA SMR Dashboard (ediția a III-a, 2025), calibrate cu literatura academică citată în secțiunea următoare.[11][12] Locurile de muncă se referă la vârful execuției și nu includ multiplicatorii indirecti.

Flota de centrale mari concentrează riscul de execuție într-un număr mic de unități și livrează volum mare de energie cu factor de capacitate ridicat. Creează cerere stabilă pentru lanțuri industriale grele (forjă, sudură de calitate nucleară, vase sub presiune, sisteme de containment) și permite parteneriate regionale: o alianță de două-trei state vecine pentru standardizare de componente și formare comună reduce costul prin volum agregat.

Flota SMR fragmentează investiția pe module mai mici, deschide locații cu acces limitat la apă și mută producția în fabrică. Economia se închide doar dacă există serializare reală: un proiect izolat are valoare de demonstrație, dar nu generează curba de învățare necesară pentru competitivitate.

Programul mixt combină avantajele celor două abordări. Două reactoare mari ancorează programul cu volum și cu cerere industrială stabilă; flota SMR acoperă amplasamente descentralizate și aplicații de cogenerare termică (încălzire urbană, hidrogen). Această combinație se aliniază cu portofoliul deja anunțat de Nuclearelectrica (U1 re tehnologizat, U2 existent, U3 și U4, plus Doicești) și permite extinderea graduală pe orizont 2040-2050.

3.3 Economii de scară și conținut național

Literatura academică recentă susține o concluzie nuanțată despre economiile de scară.

Studiu	An	OCC (USD/kW)	LCOE (USD/MWh)	Durăta construcție	Transferabilitate la condiții românești
Asuega, Limb și Quinn	2023	3.985 - 4.844	80,6 - 89,6	4,5 ani (mediu)	indicativă; ipoteze americane
Pannier și Skoda	2014	n.d.	4-6 USD/MWh fuel	n.d.	doar pentru direcția penalității combustibil; vintaj 2014
Kasińska et al.	2025	8 mld. USD AP1000 / 0,4 mld. USD SMR	n.d.	n.d.	model polonez; util pentru sensibilități tehnice
Nøland et al.	2025	n.d.	n.d.	n.d.	curbă de învățare ~13% până la modul 10

Surse: extragerile structurate din corpusul academic.[4][13][14][15]

Studiul lui Asuega, Limb și Quinn (2023) estimează pentru SMR avansate cost suprateran între 3.985 și 4.844 USD/kW și LCOE între 80,6 și 89,6 USD/MWh, cu durată medie de construcție de 4,5 ani pentru variantele cu apă ușoară.[4] Cifrele reflectă ipoteze de cost al capitalului, salarii, fiscalitate, regim de licențiere și politici de sprijin specifice Statelor Unite. Transferul lor la condițiile românești cere recalibrare cu rata medie ponderată a costului capitalului local, conținut local realist, regimul de licențiere CNCAN și costurile de forță de muncă din sectorul nuclear românesc. Cifrele indică ordinul de mărime, nu prețul livrabil pentru un program al Societății Naționale Nuclearelectrice.

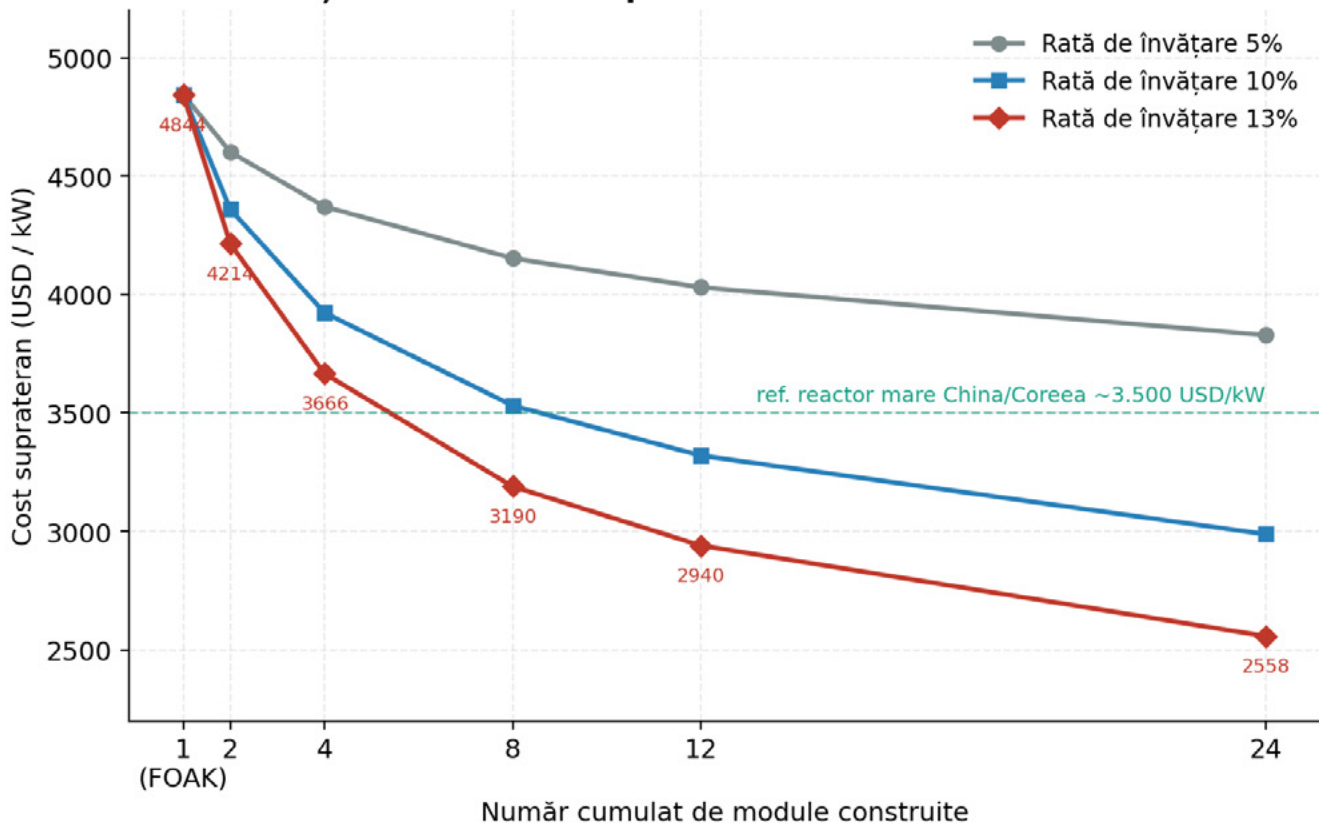
Lucrarea lui Pannier și Skoda (2014), de unsprezece ani vechime și anterioară majorității proiectelor SMR comerciale actuale (BWRX-300, NuScale VOYGR, UK SMR Rolls-Royce, EDF Nuward), arată că reactoarele mici derivate din PWR pot avea costuri de combustibil cu 15-70% mai mari decât reactoarele mari, pe

îmbogățiri între 4,88% și 5,00% și eficiență netă între 27% și 33%.[13] Această referință indică direcția penalității, nu valori absolute aplicabile programelor lansate după 2020.

Kasińska et al. (2025) compară un AP1000 (3.400 MWth) cu un SMR de tip NuScale și raportează diferențe mici de eficiență (34,7% versus 33,3%) și un debit de apă de răcire de circa optsprezece ori mai mare la AP1000 (~150.000 t/h versus ~8.500 t/h).[14] Concluzia tehnică: amplasamente cu acces la apă mare favorizează reactoarele mari, iar locațiile cu apă restricționată sau cu cerere de cogenerare termică favorizează SMR.

Sinteza lui Nøland et al. (2025) reține o curbă de învățare de circa 13% până la al zecelea modul, condiționată de comenzi seriale, standardizare și un proces de licențiere repetabil.[15] Pe această curbă, costul suprateran pentru flota SMR scade dramatic cu numărul de module construite.

Curba de învățare SMR: cost suprateran versus număr cumulat de module



Cele trei rate de învățare (5%, 10%, 13%) per dublarea producției sunt aplicate punctului FOAK din Asuega et al. (2023). La 24 de module și rată de învățare 13%, costul suprateran ajunge la aproximativ 2.560 USD/kW, comparabil cu reactoarele mari construite în China și Coreea de Sud.

Concluzia pentru România: un singur SMR la Doicești are valoare de învățare și de licențiere; o flotă de șase-douăsprezece module activează curba de cost și creează cerere pentru un lanț industrial standardizat. Conținutul național urmează aceeași logică. Pe o flotă mică, fabricile românești pot aspira la 15-25% conținut local concentrat pe componente non-critice și pe construcții civile. Pe o flotă mare cu serializare reală, conținutul național poate urca către 30-40%, cu calificări pentru forjă, sudură nucleară, instrumentație și sisteme de control.

3.4 Capital uman, educație și retenție

Programul nuclear are nevoie de aproximativ 4.000-6.000 ingineri nucleari, fizicieni, chimiști de proces și specialiști în radioprotecție, repartizați pe ciclul complet: proiectare, construcție, operare, mentenanță, ciclul de combustibil și reglementare. România are astăzi sub 2.000 de specialiști activi în programul existent. Politehnica București, Universitatea Politehnica din Pitești și institutele ICN și ICSI furnizează aproximativ 80-120 absolvenți specializați pe an, dintre care peste o treime migrează către industria europeană sau canadiană în primii cinci ani de carieră.

Economia românească are o pondere mare a externalizării de servicii cu valoare adăugată medie și fluxuri nete de migrație profesională orientate spre vest, iar sectorul nuclear urmează același tipar. Lipsa unei piețe interne suficient de mari descurajează retenția, iar absența unui program ferm de comenzi împinge inginerii calificați spre proiecte din Emirate,

Franța, Marea Britanie, Cehia și Canada. Reversul depinde de două ingrediente: cerere internă prevăzută pe douăzeci de ani și salarii competitive cu cele oferite de operatorii vestici pentru poziții echivalente.

Comparația regională arată distanța față de modele relevante.

Țară	Populație (mil.)	Capacitate instalată (GW)	Capacitate nucleară (GW)	MWh/locuitor consum 2023	Plan nuclear 2040
România	19,0	18,2	1,4	2,4	4,0 GW (4 unități + SMR)
Cehia	10,5	22,0	4,3	5,8	7,5 GW (Dukovany 2 + Temelín 2)
Ungaria	9,6	12,5	2,0	3,9	4,4 GW (Paks II)
Bulgaria	6,5	12,4	2,0	4,4	4,0 GW (Kozloduy 7+8)
Polonia	38,0	62,0	0,0	3,4	6-9 GW (Westinghouse + KHNP)

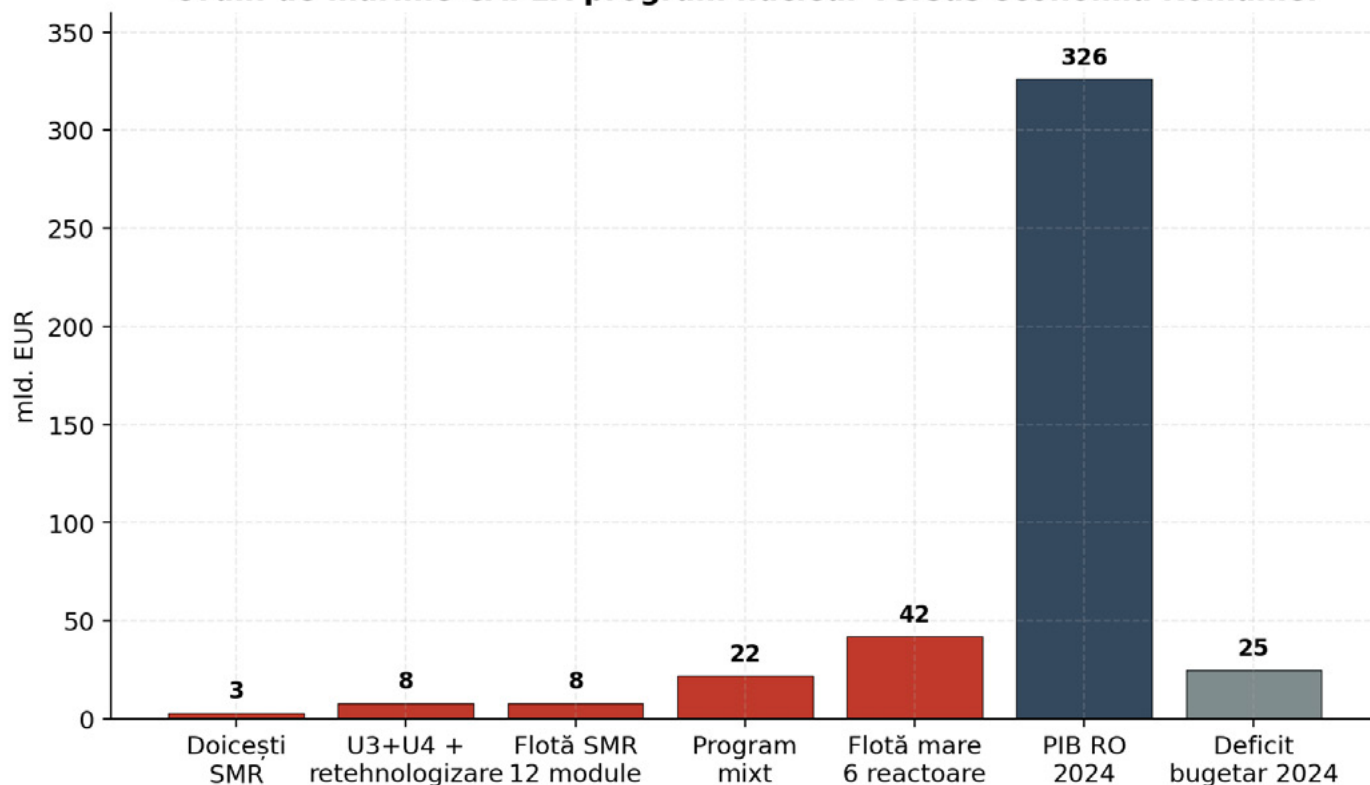
Surse: Eurostat 2023, ENTSO-E TYNDP 2024,[16] rapoarte naționale.

Tabelul arată un detaliu cheie: România are 1,4 GW capacitate nucleară per 19 mil. locuitori, adică 73 W/locuitor, sub jumătate din nivelul ceh sau bulgar (~330 W/locuitor). Convergența către un nivel regional ar însemna 6-7 GW capacitate nucleară până în 2040, dublu față de portofoliul actual.

3.5 Finanțare și suveranitate

Întrebarea cea mai dificilă: poate România să finanțeze un program nuclear extins fără sprijin direct al Uniunii Europene? Răspunsul depinde de mecanismele alese și de rata de absorbție a fondurilor publice.

Ordin de mărime CAPEX program nuclear versus economia României



Ordin de mărime CAPEX program nuclear versus economia României (mld. EUR)

Surse: Strategia Energetică pentru Fondul de Modernizare 11,9 mld. EUR și PNRR 28,5 mld. EUR,[2] PNIESC pentru investiția SMR de 4.900 mil. EUR la Doicești,[3] estimări proprii pe baza NEA Roadmaps 2025.[11] PIB-ul României în 2024 conform datelor INS și Eurostat.

Patru mecanisme de finanțare sunt relevante.

Mecanism	Precedent UE	Implicit pentru cost mediu capital	Eligibilitate România
Contract for Difference (CfD) nuclear	Hinkley Point C (UK), Sizewell C (UK)	scade WACC la 4-6%	da, cu aprobare DG COMP
Regulated Asset Base (RAB)	Sizewell C (UK)	scade WACC la 3-5%	da, cere lege primară
Garanții de stat plus împrumut concesional	Paks II (HU), Mochovce 3-4 (SK)	scade WACC la 5-8%	da, cu condiții fiscale
Parteneriat public-privat (PPP)	Doicești (RO), Olkiluoto 3 (FI)	dependent de partener	da, în desfășurare

Surse: Regulamentul UE 2024/1735 privind industria net-zero (NZIA),[17] briefing-uri NEA Roadmaps 2025.[11]

Suveranitatea financiară devine fezabilă prin combinație. Modernisation Fund și PNRR aduc 11,9 plus 28,5 mld. EUR pe ferestre clar definite, dar acoperă mai degrabă rețea, regenerabile și re tehnologizare decât construcția de reactoare noi. CfD-ul oferă o cale stabilă pentru investitori privați și pentru Nuclearelectrica listată la bursă, fiindcă reduce riscul de preț pe perioada de amortizare. Garanțiile de stat plus împrumuturile concesionale (modelul EXIM US la Doicești) funcționează pentru proiecte cu partener strategic. Combinarea celor patru mecanisme acoperă plauzibil un program de 20-25 mld. EUR pe orizontul 2025-2040, echivalentul a aproximativ 1,2% din PIB cumulată al perioadei.

Limita reală este capacitatea instituțională, nu volumul de capital disponibil. Un program de această amploare cere planificare multi-anuală a bugetului, achiziții publice repetabile, organism dedicat de supraveghere a riscurilor de execuție și transparență a costurilor. Fără aceste piese, oricare mecanism financiar produce întârzieri și depășiri de buget.

4. Aplicații non-electrice: medical și spațial

Programul nuclear capătă o a doua dimensiune strategică prin aplicațiile non-electrice. Două domenii sunt relevante pentru România: izotopii medicali (matur, dependențe europene clare) și aplicațiile spațiale (emergent, fereastră de oportunitate pentru lanțurile europene).

4.1 Izotopi medicali și aplicații conexe

Tehnețiul Tc-99m intervine în 80-85% din procedurile de medicină nucleară și în peste 30 milioane de proceduri anual la nivel global.[5] Aproximativ 95% din producția globală de molibden Mo-99 (precursorul Tc-99m) provine dintr-un grup mic de reactoare de cercetare europene: BR2 în Belgia, LVR-15 în Cehia, MARIA în Polonia și HFR în Olanda. Această

concentrare creează vulnerabilitate de aprovizionare ori de câte ori unul dintre reactoare intră în mentenanță majoră, iar Comisia Europeană tratează problema ca politică de securitate sanitară.

România are infrastructura de cercetare TRIGA-ICN Pitești (14 MW termici, în operare din 1979) și capacități de procesare farmaceutică prin compania de stat și prin câțiva operatori privați. CANDU-6 de la Cernavodă oferă, prin ciclul de combustibil cu uraniu natural și moderare cu apă grea, posibilități tehnice pentru producție de Co-60 (utilizat în sterilizare, radioterapie și inspecție industrială) și pentru explorarea producției de izotopi cu absorbție mare în reactoarele cu neutroni termici lenti, precum I-131 sau Sm-153. Detaliile tehnice și constrângerile de licențiere ale acestor aplicații sunt dezvoltate în literatura tehnică CANDU.[8]

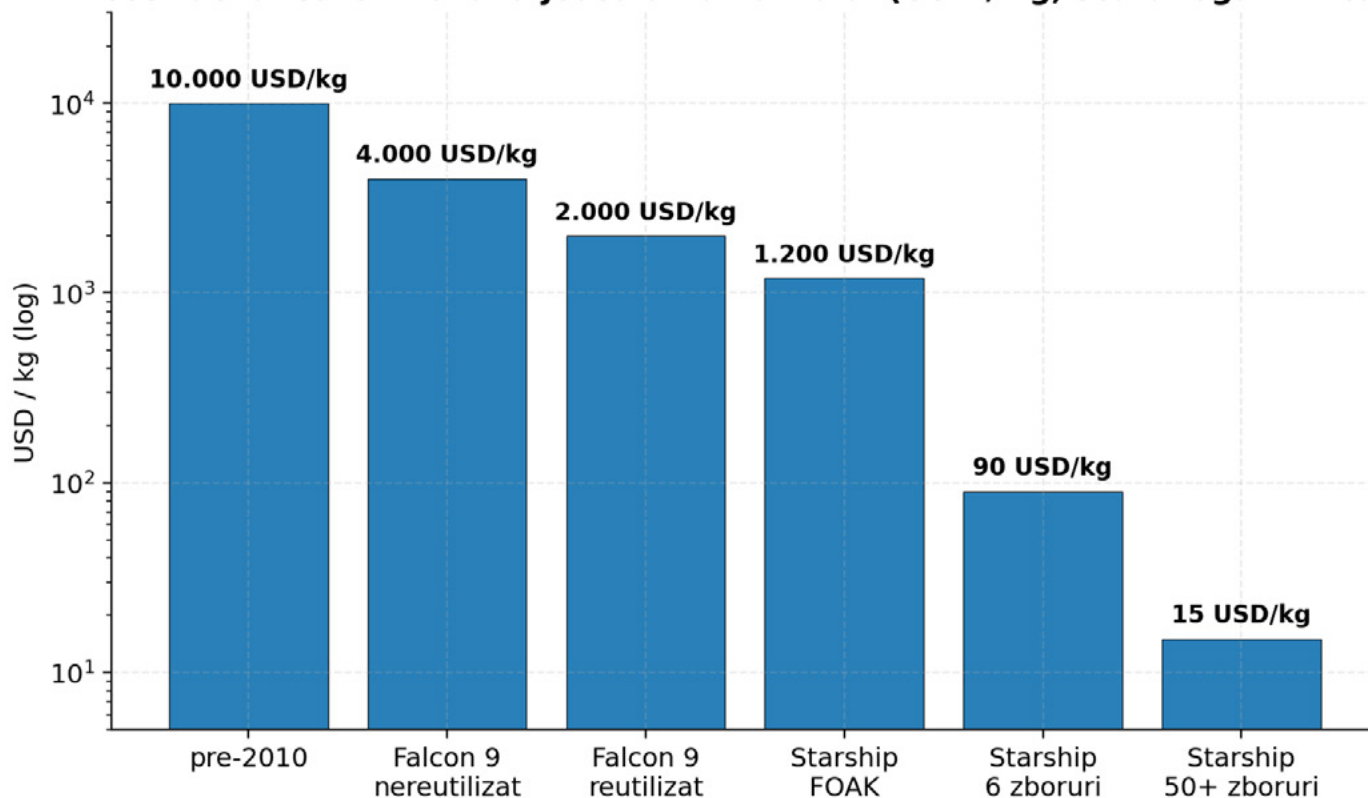
Instalația de detritiere a tritiului (CTRF), aflată în construcție la Cernavodă, adaugă o piesă unică în Europa: capacitate industrială de procesare a tritiului recuperat din apa grea moderatoare, cu aplicații pentru cercetare în fuziune (ITER, programele EUROfusion) și pentru întreținerea ciclului combustibilului CANDU pe lung termen.

Strategia operativă pentru România: parteneriate cu producătorii europeni de Mo-99, cercetare aplicată pe izotopi cu absorbție termică în CANDU, dezvoltarea capacității de procesare farmaceutică și formarea de personal calificat în radioprotecție și radiofarmaceutică.

4.2 Spațiu: nuclearul ca infrastructură pentru misiuni avansate

Aplicațiile nucleare în spațiu erau, până în anii 2010, o nișă rară rezervată misiunilor NASA spre Jupiter, Saturn și Marte. Reducerea costului de lansare a schimbat paradigma.

Cost de lansare în orbita joasă a Pământului (USD / kg, scară logaritmică)



Cost de lansare în orbita joasă a Pământului (USD/kg, scară logaritmică)

Surse: agregare publicații tehnice NASA și SpaceX, raportări industriale 2024-2025.[6][18]

Trecerea de la circa 10.000 USD/kg pre-2010 la 1.500-2.000 USD/kg cu Falcon 9 reutilizat și sub 100 USD/kg la maturitatea Starship-ului face fezabile clase întregi de misiuni: constelații satelitare cu sute de unități (Starlink, Project Kuiper, IRIS² în Europa), stații private mari (Axiom, Orbital Reef), misiuni lunare extinse cu baze permanente, transport interplanetar cu echipaj spre Marte și astrocartografiere de adâncime.

Pentru cele mai multe dintre aceste misiuni, rămâne energia solară completată cu baterii. Trei clase de misiune cer însă energie nucleară:

- **Misiuni dincolo de orbita Marte sau în zone cu iluminare solară redusă.** Sursele radioizotopice (Pu-238 RTG, Sr-90 RHU) generează 50-300 W electric pentru misiuni de zeci de ani; sunt singurele soluții pentru sondele spațiale interplanetare.
- **Baze lunare permanente și misiuni de durată lungă pe Marte.** Reactoarele de fisiune mici (1-100 kWe, modele NASA Kilopower / KRUSTY) furnizează putere stabilă în condiții de noapte lunară (14 zile pământeste) și în timpul furtunilor de praf marțiene.
- **Propulsie de mare delta-V.** Propulsia nucleară termică (NTP) atinge un impuls specific de aproximativ 900 secunde, dublu față de combustibilii chimici, și reduce timpul de călătorie spre Marte cu circa 25-40%. Programul DRACO

(NASA-DARPA) urmărește o demonstrație în orbită spre 2027.[19]

Cadrul de siguranță este standardizat de Națiunile Unite și IAEA prin Safety Framework for Nuclear Power Source Applications in Outer Space (2009), care acoperă lansarea, misiunea și posibila reîntregire necontrolată.[19] Reactoarele se activează doar după inserția pe orbită stabilă, niciodată de pe sol.

Pentru România, miza realistă în acest sector constă în furnizarea de competențe către lanțurile europene de aprovizionare, nu în fabricarea de reactoare spațiale. Bugetul Agenției Spațiale Române (ROSA) este de ordinul a 30 milioane EUR pe an, comparabil cu cel al unei singure misiuni mici. Lanțurile europene au însă nevoie de capacități specifice pe care țara le poate dezvolta din baza nucleară existentă: materiale rezistente la radiații, instrumentație și senzori pentru medii radiative dure, software de siguranță și verificare formală, calibrare detectoare nucleare și certificare componente. Parteneriatele cu Agenția Spațială Europeană și cu programele DG DEFIS, plus contribuția deja contractată pentru ITER, formează baza de inserție în acest sector.

5. Decizii posibile

Cinci noduri de decizie structurează programul nuclear pe orizont 2025-2035 și nu mai pot fi amânate fără costuri industriale măsurabile.

Decizie	Termen	Proprietar (Owner) instituțional	Indicator de succes
Plafonul de capacitate nucleară 2050 (între 4 și 12 GW), cu ipoteze de cerere explicite	2026	Guvern + Ministerul Energiei	hotărâre de guvern cu plan cantitativ aprobat
Arhitectura de program SMR (1 modul demo, 6 module, 12 module)	2027	Nuclearelectrica + Guvern + DG COMP	decizie finală de investiție pentru următoarea fază după Doicești
Mandat de conținut local pe categorii (forjă, sudură, instrumentație, mentenanță)	2027	Ministerul Energiei + Ministerul Economiei	pondere țintă 2030 / 2035 / 2040 publicată și auditată
Mecanism de finanțare nuclear (CfD, RAB, garanții de stat) cu lege primară	2026	Guvern + Parlament	act normativ adoptat, eligibil DG COMP
Program de capital uman (educație + retenție + repatriere) cu țintă cantitativă	2027	Ministerul Educației + Industria	număr ingineri nucleari activi pe teritoriu (țintă 4.000 până 2032)

Fiecare dintre cele cinci decizii are precedent operațional în Cehia, Ungaria, Polonia, Marea Britanie sau Statele Unite, iar întârzierile au costuri bugetare și industriale măsurabile. Plafonul de capacitate fixează ambiția; arhitectura SMR determină dacă programul rămâne demonstrație sau devine industrie; mandatul de conținut local determină dacă banii publici creează capacități durabile sau se scurg către furnizori străini fără transfer de tehnologie; mecanismul de finanțare determină costul capitalului pe trei decenii; programul de capital uman determină dacă planurile devin proiecte construite la timp.

Calendarul este compatibil cu portofoliul existent.

Retehnologizarea U1 și completarea U3-U4 continuă pe baza deciziilor deja luate; cele cinci puncte din tabel determină ce vine după ele și dacă programul nuclear românesc trece la scara industrială sau rămâne la dimensiunea actuală pentru următoarele trei decenii.

România poate construi un program nuclear de calitate mondială pe baza portofoliului actual. Transformarea portofoliului în industrie cere mecanisme de livrare care unesc proiectele energetice, rețeaua, lanțul industrial, educația, reglementarea și finanțarea într-o arhitectură unică de guvernare, urmărită cu disciplină pe câteva decenii.

Surse

1. Enerdata, Romania Energy Information (2024), <https://www.enerdata.net/estore/energy-market/romania/>, retrieved 2026-05-03; World Bank, Electric power consumption (kWh per capita) - Romania (2023); Eurostat, Electricity and heat statistics (2024).
2. Ministerul Energiei, Strategia Energetică a României 2025-2035, cu perspectiva anului 2050 (octombrie 2024), pp. 9-167. Brief: [sources/briefs/romania_energy_strategy_brief.md](#).
3. Guvernul României, Planul Național Integrat în Domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC), evaluare Comisia Europeană 2025; extragere structurată: [sources/romania/PNIESC_extracted_data.md](#). Brief evaluare CE: [sources/briefs/ec_romania_necp_assessment_2025_brief.md](#).
4. Asuega A., Limb B. și Quinn J. (2023), Techno-economic analysis of advanced small modular nuclear reactors, p. 1, 10. Extragere: [sources/extractions/academic_smr_economics_fuel_efficiency_2026.md](#), secțiunea 1.
5. OECD-NEA, The Supply of Medical Radioisotopes: 2025 Medical Isotope Demand and Capacity Projection (2025). Brief: [sources/briefs/nea_medical_radioisotopes_2025_brief.md](#).
6. SpaceX, raportări tehnice și pricing 2024-2025; agregare în surse industriale (NextBigFuture, SpaceNexus); date verificate aprilie-mai 2026.
7. ANRE, rapoarte anuale de monitorizare a pieței de energie electrică 2018-2023, agregate în articolul Wikipedia Energia electrică în România (verificat mai 2026).
8. CANDU 6 Program Team, CANDU 6 Technical Summary (2005); brief tehnic: [sources/briefs/candu6_technical_brief.md](#).
9. International Energy Agency, World Energy Outlook 2025. Brief: [sources/briefs/iea_weo2025_brief.md](#).
10. McKinsey & Company, Global Energy Perspective 2025 (octombrie 2025). Extragere: [sources/extractions/mckinsey_global_energy_perspective_2025.md](#).
11. OECD-NEA, Roadmaps to New Nuclear: Report for Ministers and CEOs (2025). Brief: [sources/briefs/nea_roadmaps2025_brief.md](#).
12. OECD-NEA, The NEA Small Modular Reactor Dashboard, Third Edition (2025). Brief: [sources/briefs/nea_smr_dashboard3_brief.md](#).
13. Pannier C.P. și Skoda R. (2014), Comparison of Small Modular Reactor and Large Nuclear Reactor Fuel Cost, p. 1, 6, 7, 10. Extragere: [sources/extractions/academic_smr_economics_fuel_efficiency_2026.md](#), secțiunea 2. Vintaj 2014, anterior majorității designurilor SMR comerciale actuale; folosit doar pentru direcția penalității de combustibil, nu pentru valori absolute.
14. Kasińska et al. (2025), Technical and Economic Comparative Analysis of Nuclear Power Plants: AP1000 and SMR, Energies, vol. 18, art. 4749, p. 1, 12-13, 18. Extragere: [sources/extractions/academic_smr_economics_fuel_efficiency_2026.md](#), secțiunea 3.
15. Nøland J.K. et al. (2025), Overview of Small Modular and Advanced Nuclear Reactors and Their Role in the Energy Transition, p. 9. Extragere: [sources/extractions/academic_smr_economics_fuel_efficiency_2026.md](#), secțiunea 4.
16. ENTSO-E, Ten-Year Network Development Plan 2024; ENTSO-E European Resource Adequacy Assessment 2024. Brief-uri: [sources/briefs/entso_e_tyndp_2024_brief.md](#), [sources/briefs/entso_e_eraa_2024_romania_adequacy_brief.md](#). Date naționale capacitate nucleară: rapoarte oficiale CEZ, MVM, Bulgarian Energy Holding, Polskie Elektroenergetyczne.
17. Regulamentul (UE) 2024/1735 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iunie 2024 privind cadrul de măsuri pentru consolidarea ecosistemului european de fabricare a tehnologiilor net-zero (Net-Zero Industry Act). Brief: [sources/briefs/eu_regulation_2024_1735_nzia_brief.md](#).
18. SpaceX, Starship development updates (2024-2025); analize industriale agregate; date verificate aprilie-mai 2026.
19. United Nations / IAEA, Safety Framework for Nuclear Power Source Applications in Outer Space (2009); NASA, Space Nuclear Propulsion (2024 presentation, M. Calomino). Brief: [sources/briefs/space_nuclear_power_sources_brief.md](#). Pentru o analiză tehnică detaliată, vezi: [articles/part3_space_and_advanced_applications.md](#).

Provocări actuale ale pieței de energie electrică din Republica Moldova

Alexandru SÂNDULESCU - Consultant, Ministerul Energiei din Republica Moldova
Ion ANDRONIC - Șef Direcție, Direcția energie electrică, Ministerul Energiei din Republica Moldova.

1. Introducere

Republica Moldova a ales prin referendum calea aderării la Uniunea Europeană. În domeniul energiei, aceasta presupune nu numai transpunerea și implementarea acquis-ului comunitar dar și schimbări structurale și investiții majore în infrastructură. Totodată, Republica Moldova a trecut începând cu luna octombrie 2021 printr-o serie de crize energetice, crize care au fost gestionate cu succes. Aceste crize nu numai că nu au întârziat reformele și investițiile necesare dar le-au accelerat. Autoritățile moldovenești au reușit să transforme astfel provocările generate de crize în oportunități de implementare rapidă a mecanismelor de piață și de creștere a securității în aprovizionarea cu energie.

În anul 2026 încă mai sunt o serie de provocări pe termen mediu ce necesită o perioadă mai îndelungată pentru rezolvare, două dintre aceste provocări vor fi detaliate în prezentul articol.

Pentru a înțelege situația de fapt, trebuie precizat că pe teritoriul Republicii Moldova una din regiuni - Regiunea Transnistreană nu recunoaște autoritățile de la Chișinău, nu aplică legislația națională pe teritoriul regiunii, are monedă proprie, armată proprie și așa-zise autorități de administrare proprii. Această regiune ce cuprinde spațiul de pe Malul Stâng al Nistrului își asigură în prezent consumul propriu de energie electrică în principal prin producție pe gaze realizată în termocentrala MGRES situată în zona de sud a regiunii și prin producția hidrocentralei Dubăsari, aflată pe Nistru. Producția locală în regiune acoperă integral consumul de energie electrică.

2. Capacitatea de interconexiune energie electrică dintre România și Republica Moldova

Până în anul 2004 când România s-a interconectat sincron la rețeaua UCTE (actualmente rețeaua continentală a ENTSO-E) Republica Moldova era interconectată cu România prin linia electrică de 400 kV Vulcănești - Isaccea și trei linii de 110 kV (actualmente patru, ultima fiind pusă în funcțiune relativ recent - 2023). Din 2004 a urmat o perioadă de funcționare separată a celor două sisteme electroenergetice, perioadă ce s-a încheiat prin conectarea de urgență la rețeaua ENTSO-E a Ucrainei și Republicii Moldova, pe 16 martie 2022. Capacitatea de interconexiune dintre țările UE adiacente și noul bloc de reglaj Ucraina - Moldova este calculată lunar în baza unei Metodologii, pentru perioade de câte o săptămână, de către TSCnet (<https://www.tscnet.eu/>) la solicitarea Eastern European CCR.

Capacitatea astfel calculată, atât pentru import cât și pentru export, este apoi împărțită între Ucraina - UA și Republica Moldova - RM funcție de numărul de linii electrice de interconexiune de 400 kV sau mai mult. Acest algoritm stabilit administrativ face ca Republicii Moldova să-i revină 15% din capacitate. Tabelul 1 prezintă alocarea capacității calculate pe granițe.

Granița	Pondere din capacitatea totală
Ucraina - Polonia	15%
Ucraina - Slovacia	15%
Ucraina - Ungaria	40%
Ucraina - Romania	15%
Moldova - România	15%

Tabelul 1. Alocarea capacității de interconexiune pe granițele blocului de reglaj UA - RM

Totodată, în tabelul nr. 2 se prezintă exemplul de distribuție a capacității comerciale pe bloc, pentru primele două luni ale anului 2026, sursă: Moldelectrica.

Data/perioada	Import (ENTSO-E>UAMD)	Export (UAMD>ENTSO-E)
Ianuarie 2026		
01-18.01.2026	2450 MW (367 MW RO-MD)	800 MW (120 MW MD-RO)
19-25.01.2026	2400 MW (360 MW RO-MD)	800 MW (120 MW MD-RO)
26-31.01.2026	2450 MW (367 MW RO-MD)	800 MW (120 MW MD-RO)
Februarie 2026		
01.02.2026	2450 MW (367 MW RO-MD)	800 MW (120 MW MD-RO)
02-08.02.2026	2450 MW (367 MW RO-MD)	800 MW (120 MW MD-RO)
09-15.02.2026	2300 MW (345 MW RO-MD)	750 MW (112 MW MD-RO)
16-22.02.2026	2450 MW (367 MW RO-MD)	800 MW (120 MW MD-RO)
23-28.02.2026	2300 MW (345 MW RO-MD)	750 MW (112 MW MD-RO)

Tabelul nr. 2. Distribuția capacității comerciale pe bloc UA-MD, pentru primele două luni ale anului 2026

Valorile săptămânale totale ale capacității de interconexiune disponibile astfel comercial pe direcția de import în UA - RM variază între 1.700 MW vara și 2.450 MW iarna, când temperaturile exterioare permiteau o încărcare mai mare a liniilor. Pe direcția de export, valorile sunt de regulă între 750 MW și 900 MW. Rezultă astfel pentru Republica Moldova o capacitate de import alocabilă comercial de numai 255 MW, până la 367.5 MW. Această capacitate nu are legătură cu fluxurile fizice, ce ajung adesea pe linia Isaccea - Vulcănești la valori peste 1000 MW, înregistrându-se pe perioade scurte chiar și 1.400 MW.

Congestii apar de regulă la alocarea capacității de

import în UA – RM deoarece:

- Ucraina, o țară ce avea un potențial mare de producere și export de energie electrică, mai ales din nuclear și hidro, are în prezent dificultăți în a-și acoperi consumul național datorită distrugerilor în infrastructura de generare și transport a energiei electrice provocate de bombardamentele rusești;
- Republica Moldova care istoric își asigura circa 75% din consumul de energie electrică prin importuri din Ucraina și prin producție a termocentralei MGRES situată în Regiunea Transnistreană, în prezent nu mai beneficiază de

aceste surse (anterior pentru a valorifica acest potențial de diversificare a fost modificată și Legea nr.107/2016 cu privire la energia electrică pentru a introduce achiziții obligatorii din minim două surse). Ucraina nu mai este în poziția de exportator de energie, începând cu octombrie 2022 iar MGRES a încetat să mai livreze energie pentru malul drept al râului Nistru din ianuarie 2025.

Necesarul de energie electrică al Republicii Moldova atinge vârfuri de 900 MW (figura 1) din care pentru Malul Drept vârfuri de circa 700 MW.

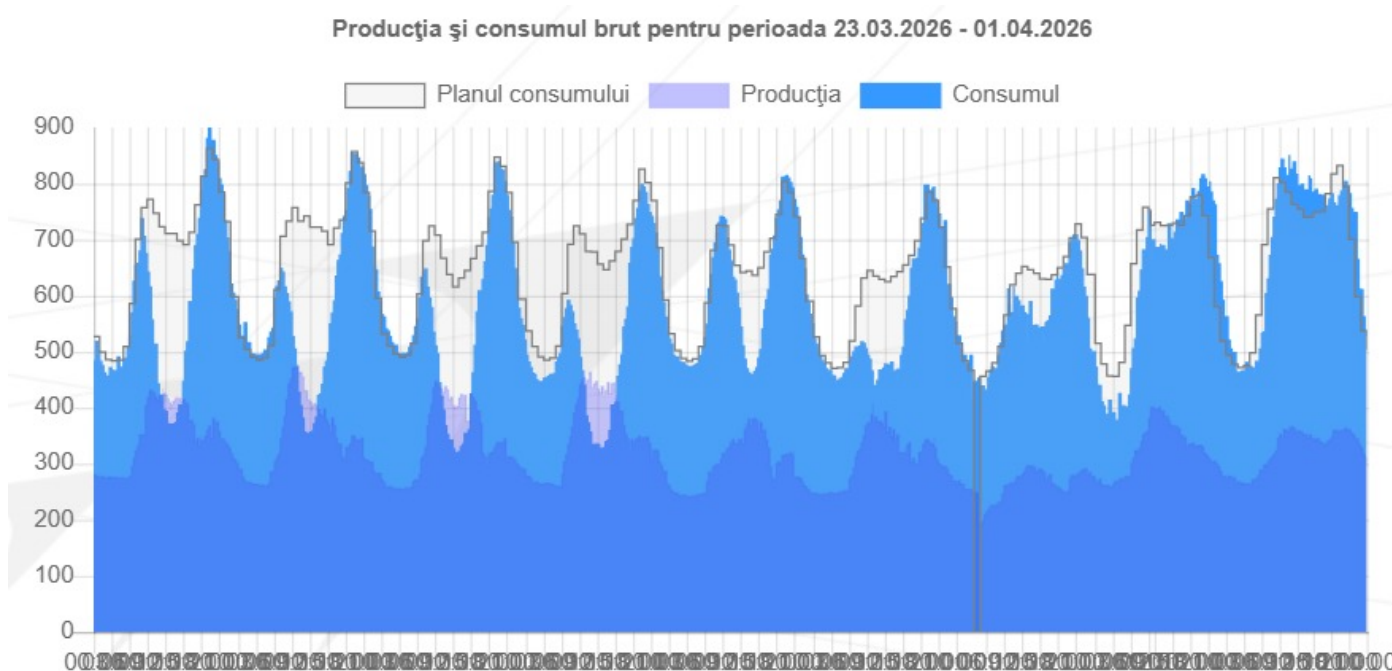


Figura 1. Producția locală și consumul de energie electrică într-o perioadă de iarnă

În perioada ilustrată se remarcă un necesar de import de energie electrică de circa 500 MW la orele de vârf, valoare ce depășește capacitatea de interconexiune cu România pe sensul de import, în condițiile în care capacitatea totală de import în blocul de reglaj UA – RM a fost de 2250 MW din care Moldovei i-au revenit 15%, respectiv 337 MW.

2.1. Soluțiile pe termen scurt

O primă soluție constă în utilizarea celor patru linii de 110 kV ce traversează Prutul, în mod insulă pe teritoriul Republicii Moldova. Acest mod de funcționare este solicitat de ENTSO-E și implică izolarea unei zone de rețea din Moldova care este alimentată exclusiv din sistemul electroenergetic al României printr-o linie de 110 kV. Realizarea celor patru insule necesită manevre tehnice în teritoriu și constituie un mod de funcționare temporar, neuzual. Cele patru insule pot aduce o capacitate de interconexiune suplimentară de până la 110 MW, capacitate ce se adaugă celei date de linia de 400 kV și calculată de TSCnet. Au fost cazuri în care pe liniile de 100 kV fluxul de energie era dinspre Moldova spre România, datorită producției locale din surse regenerabile realizată în insule, dar acest fapt este nesemnificativ deoarece pentru schimburile

comerciale se consideră soldul calculat pe toate interconexiunile, inclusiv linia de 400 kV.

A doua soluție ce a fost intens utilizată în cursul anului 2025 constă în realocarea capacității ce revine Ucrainei și este neutilizată de aceasta prin licitațiile în D-2 și D-1 pe care le realizează pe granițele cu țări UE. Din păcate și Ucraina are probleme în prezent cu acoperirea consumului de energie electrică astfel încât capacitatea rămasă este din ce în ce mai puțină. Totodată, Ucraina va trece în 2026 la alocări intra zilnice pe toate granițele, iar conform regulilor aplicate în ENTSO-E, orice capacitate rămasă disponibilă după licitațiile zilnice va trebui realocată la licitațiile intra zilnice.

A treia soluție este importul de energie din Ucraina sau prin Ucraina, utilizând capacitatea de interconexiune UA – RM. Aici trebuie de subliniat că deși este într-o situație foarte dificilă, Ucraina a ajutat în mod constant Moldova prin astfel de soluții, această soluție implică o bună coordonare politică și deja tehnică la nivel de operatori.

A patra soluție constă în utilizare unor contracte de urgență semnate între operatorii de transport din

Republica Moldova – Modelectrica și România – Transelectrica respectiv Ucraina – Ukrenergo. Prin aceste contracte Moldelectrica poate solicita ajutor de avarie pentru anumite ore, iar în cazul în care Transelectrica sau Ukrenergo pot oferi suport, îl asigură. Prețul din aceste contracte este însă relativ mare, el acoperind costul achiziției energiei de către Transelectrica sau Ukrenergo de pe piața de echilibrare. Tot aici ar putea fi aplicată și o soluție mai sofisticată din punct de vedere administrativ, care constă în semnarea și punerea în aplicare a contractelor de urgență tripartite dintre operatori, așa numitele „Multilateral Agreements” MLA.

A cincea soluție este realizarea de dezechilibre „neintenționate” la nivel de bloc de reglaj, dezechilibre ce sunt apoi plătite conform regulilor ENTSO-E FSKar la un preț penalizator. Soluția nu este recomandată nu atât datorită costului cât datorită faptului că nu este conformă cu o funcționare normală în cadrul ENTSO-E și prezintă un risc pentru sistemele electroenergetice.

De regulă, niciuna dintre soluții nu asigură întreg deficitul de capacitate la orele de vârf, astfel se aplică mai multe dintre aceste soluții corelat și simultan.

2.2. Soluții pe termen lung

Ministerul Energiei din Republica Moldova are în vedere trei soluții pe termen lung: noi linii de interconexiune de 400 kV, creșterea producției locale de energie din surse regenerabile/stocarea energiei și reducerea consumului prin măsuri de eficiență energetică.

2.2.1. Noi linii de interconexiune

Sunt avute în vedere două noi linii de interconexiune cu România și o nouă linie de interconexiune cu Ucraina.

Linia electrică Suceava – Bălți de 400 kV este în etapa de selecție a contractorilor generali pentru cele două componente pe teritoriul Republicii Moldova: lila electrică propriu-zisă și stația de 400 kV Bălți (contractele urmează să fie atribuite până la finele anului 2026). Finanțarea pe partea moldovenească în valoare de 37 milioane Euro este asigurată prin credite BEI – BERD și un grant UE (proportii 40%/40%/20%).



Figura 2. Noile interconexiuni planificate de Republica Moldova

Linia electrică Gutinaș – Strășeni de 400 kV urmează a fi finanțată de către SUA, un anunț în acest sens fiind făcut de Ambasada SUA la Chișinău în septembrie 2025. Studiul de fezabilitate este anunțat pentru vara acestui an. Ministerul Energiei din Republica Moldova a inițiat procesul de promovare a proiectului Legii pentru declararea utilității publice de interes național a lucrărilor de construcție a liniei electrice aeriene (LEA) 400 kV de transport al energiei electrice Strășeni-Gutinaș, modernizarea stației electrice Strășeni 330 kV, fiind inițiată avizarea prealabilă a proiectului legii.

Linia electrică Novodnistrovsk – Bălți de 330 kV urmează să dubleze actuala linie ce interconexiune cu Ucraina din zona de nord a Republicii Moldova. Linia electrică a fost acceptată ca proiect PECE și este în discuție cu partea ucraineană. Totodată, partea Ucraineană analizează soluția construirii acestei linii la 400 kV pentru a închide un inel energetic important din această regiune.

2.2.2. Creșterea producției locale de energie

Republica Moldova are potențial semnificativ de surse regenerabile nevalorificat. Pentru utilizarea acestuia autoritățile au implementat mecanisme de sprijin, compatibile cu legislația UE:

- Un sistem de contorizare netă, înlocuit din 2024 cu un sistem de facturare netă pentru prosumatorii cu puteri instalate de maxim 200 kW;
- Un sistem de tarife fixe pentru producători cu puteri instalate până la 1 MW (4 MW în cazul eolian);
- Licitații pentru proiecte investiționale mari, peste limita de 1 MW / 4 MW.

O primă licitație pentru proiecte investiționale mari s-a încheiat cu succes în anul 2025. Toată capacitatea licitată a fost alocată: 60 MW solar la un preț mediu de 59,1 EUR / MWh și 105 MW eolian la un preț mediu de 67,2 EUR / MWh. Capacitatea alocată pe sursa solară a fost deja pusă în funcțiune.

O a doua licitație pentru 170 MW eolian este în curs. De remarcată că o condiție suplimentară de participare la licitație este ca investitorul să instaleze și 0,25 MWh de baterii de stocare - BESS pentru fiecare MW ce va fi instalat în parcul eolian. Rezultă astfel o capacitate minimă instalată în BESS de 22 MW / 44 MWh. Este prima licitație de acest fel la nivel regional. Prima etapă, cea de verificare a eligibilității a fost parcursă, fiind depuse oferte de peste 400 MW eolian cu peste 300 MWh BESS asociat.

Câștigătorii licitațiilor beneficiază de contracte de tip PPĂ ce se vor transforma în contracte pentru diferență garantând achiziția e energiei produse pe 15 ani.

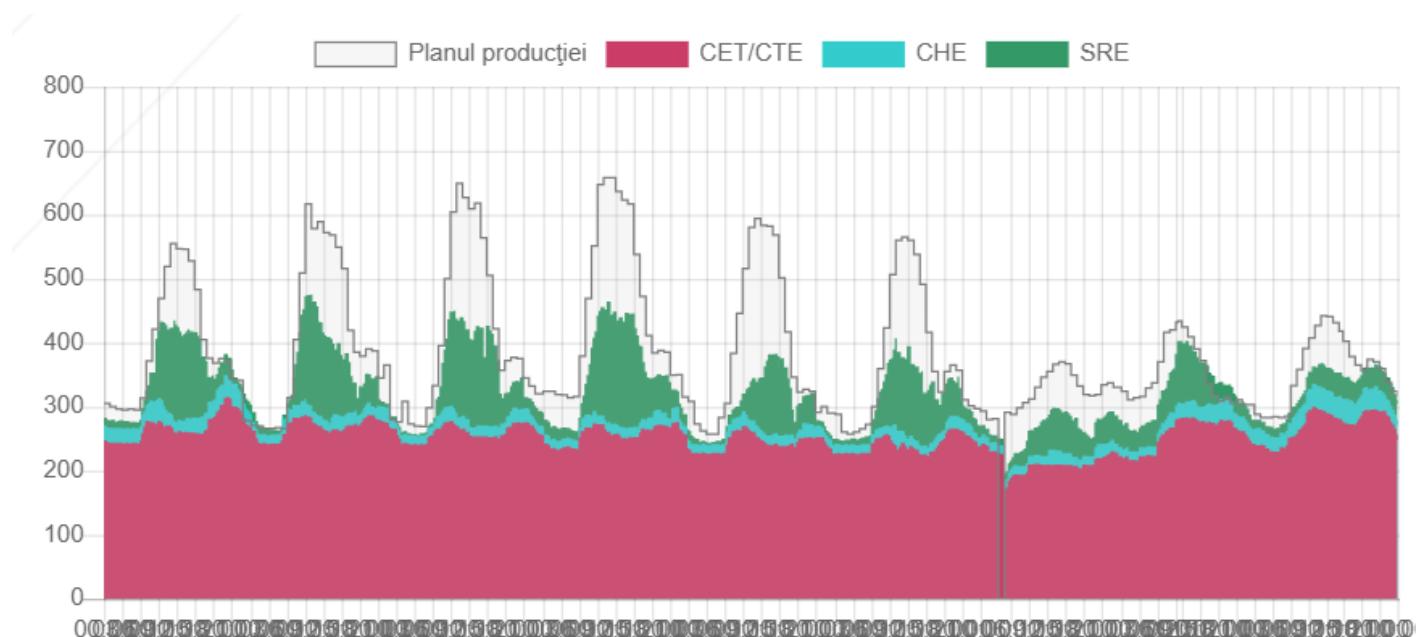
Există posibilitatea realizării de investiții în utilizarea surselor regenerabile și înafara acestor mecanisme suport, investiții ce se recuperează prin vânzarea energiei pe piața concurențială, inclusiv la export.

Capacitatea instalată în prezent în capacități ce utilizează surse regenerabile – SER depășește 1000 MW, conform datelor publicate de Centrul Național pentru Energie Durabilă – CNED:

	Producători eligibili			Piața liberă	Contorizare Netă	Facturare Netă	Total
	Legea 160-XVI/2007	Legea 10/2016/Tarif fix	Legea 10/2016/Preț fix				
PV	0,59	155,35	60,00	328,71	115,31	87,04	747,00
Eolian	27,23	0	0	225,29	0	0	252,52
Biogaz	5,17	1,99	0	0	0	0	7,16
Hidro	0,25	0	0	16,50	0	0	16,75
Total	33,24	157,34	60,00	570,50	115,31	87,04	1023,42

Figura 3. Capacități instalate în SER la sfârșitul lunii februarie 2026 – sursa CNED

Dacă considerăm doar instalațiile SER racordate la rețeaua de transport, constatăm că în perioada considerată în figura 1 acestea au contribuit la acoperirea consumului pe perioada de zi (figura 4).



* SRE doar la nivelul rețelei de transport

Figura 4. Producția națională de energie – conform Modelectrica, perioada 23.03.2026 – 1.04.2026

La puteri instalate în SER mult peste vârful de consum apare însă o problemă și anume riscul de supraproducție în condiții favorabile. Acest risc poate fi redus prin susținerea instalării de baterii – BESS și prin exporturi de energie electrică produsă din SER.

Pentru susținerea financiară a instalării de baterii la nivelul prosumatorilor și producătorilor mici sunt mai multe programe cum ar fi Casa Verde pentru zona rezidențială și programe ale Organizației pentru Dezvoltarea Antreprenorialului dedicate IMM-urilor.

Totodată Agenția Națională pentru Reglementare în energetică are în vedere introducerea din anul 2026 a unor mecanisme reglementate de curtailment – reducere a generării.

2.2.3. Măsurile de creștere a eficienței energetice

Circa jumătate din consumul de energie din Republica Moldova este efectuat în clădiri (rezidențiale, comerciale și publice) 42% fiind numai consumul clădirilor rezidențiale:

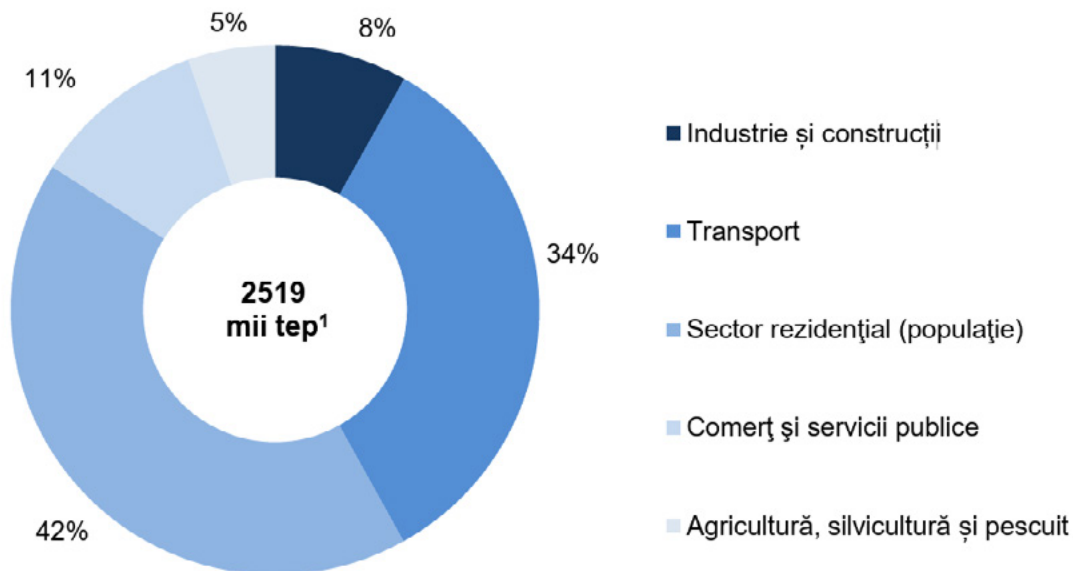


Figura 5. Consumul final de energie pe sectoare 2024 – Biroul Național de Statistică

Astfel, o soluție importantă pentru reducerea dependenței de importurile de energie o reprezintă reducerea consumului rezidențial. Acesta este unul din obiectivele CNED care în acest scop gestionează Fondul pentru Eficiență Energetică în Sectorul Rezidențial din Moldova ce are o capitalizare de 1,4 miliarde MDL (aproximativ 70 mil EUR) pentru perioada 2024 - 2027. În cadrul Fondului, numai în 2025 au fost lansate trei programe de finanțare destinate reducerii consumului de energie în blocuri locative și case individuale.

Un alt program ce trebuie menționat este EcoVoucher - Program național de înlocuire a electrocasnicelor vechi cu echipamente eficiente energetic dedicat familiilor vulnerabile. Familiile eligibile primesc un voucher în valoare de circa 300 EUR ce poate fi utilizat pentru înlocuirea frigiderului sau a mașinii de spălat rufe cu un echipament eficient energetic. În perioada 2022-2025, 40.033 familii au beneficiat de vouchere, inclusiv 20.564 în ediția 2025. Economii cumulative de energie până la 31.12.2025 sunt estimate la 6,55 GWh, rezultând economii financiare pentru cetățenii beneficiari de aprox. 30 mil MDL (circa 1,5 mil EUR).

3. Mecanisme de echilibrare

O altă provocare cu care se confruntă sistemul electroenergetic al Republicii Moldova este lipsa pieței de servicii de sistem - rezerve și a pieței de echilibrare. De fapt, cele două piețe există din anul 2025, toate procedurile necesare înregistrării participanților, calificării lor, selectării operative și realizării decontărilor există, problema este că nu există participanți. Există și programele software necesare funcționării acestor piețe. Cu alte cuvinte, sunt două piețe moderne organizate de Moldelectrica, similare celor din țările ENTSO-E, dar pe care practic nu există oferte și evident nici tranzacții.

Istoric, sistemul electroenergetic moldovenesc a făcut parte din Sistemul Electroenergetic Integrat / Sistemul Electroenergetic Unificat IPS-UPS al fostelor țări componente ale URSS. Filozofia de reglaj era cu totul alta decât în țările UC(P)TE actualmente ENTSO-E, respectiv echilibrul producție - consum era realizat

centralizat la nivel de uniune și nu distribuit, pe fiecare bloc de reglaj sau țară. Astfel, Republica Moldova a trebuit să-și dezvolte aceste piețe, așa cum a trebuit și Ucraina sau Țările Baltice. Partea de legislație, proceduri operaționale și software s-au dezvoltat relativ ușor, singura opoziție fiind din cadrul unor specialiști ce invocau "costurile suplimentare" pe aceste piețe, costuri ce evident se recuperează prin prețul energiei electrice. În ce măsură aceste costuri ar fi mai mari sau mai mici decât costul rezolvării dezechilibrelor prin schimburi neplanificate plătite la prețuri stabilite conform regulilor FSKar evident nu a putut calcula nimeni, din lipsă de prețuri pe aceste piețe.

Marea problemă este însă lipsa de participanți pe cele două piețe. Dacă în Ucraina existau centrale hidroelectrice și centrale pe gaze naturale capabile să ofere servicii de echilibrare, centrale ce au devenit rapid participanți la astfel de piețe, în Republica Moldova situația este ceva mai complicată. Structura de producție locală a energiei electrice cuprinde centrale de cogenerare și surse regenerabile de energie, relativ incapabile să participe pe o piață de echilibrare. Ar mai fi termocentrala MGRES din regiunea transnistreană, dar a refuzat constant să participe la o astfel de piață iar în prezent funcționează la o capacitate minimă necesară doar producerii de energie pentru consumatorii din regiune. Singura soluție rămasă a fost atragerea de investiții în BESS și generatoare bazate pe motoare termice rapide - ICE. Dar aici apare o problemă: investitorii au nevoie de certitudinea recuperării investiției, de niște prețuri pe respectiva piață pe baza cărora să-și întocmească planul de afaceri. Și aici se închide cercul: nu avem piață de echilibrare funcțională din lipsă de participanți și nu avem participanți din lipsa pieței funcționale care să ofere semnale de preț.

Soluția propusă încă din 2022 de autorități a fost un mecanism parțial reglementat cu prețuri garantate pe o perioadă de câțiva ani, care să dea confortul investițional și apoi trecerea la concurență pe piețele astfel dezvoltate, după apariția mai multor capacități între care să poată fi creată concurență. La această soluție, s-a opus Secretariatul Comunității Energetice,

care după îndelungi discuții a acceptat o garantare pe o perioadă mai lungă a unor prețuri doar pentru piața de servicii de sistem – rezerve. Garantarea s-ar face printr-o obligație de serviciu public impusă Moldelectrica, care astfel ar putea semna contracte de capacitate de echilibrare pe o perioadă mai lungă de timp, dar nu mai mult de anul 2030. O Hotărâre ANRE cu impunerea acestei obligații de serviciu public a fost emisă în toamna anului 2025. Menționăm că în conformitate cu Regulamentul UE 2019/943 Art.6 durata unui contract de capacitate nu poate fi mai mare de 6 luni (din 2026, înainte putea fi maxim 1 an).

Problema atragerii de investiții în capacități de echilibrare nu este doar în Republica Moldova. Țările Baltice, deși state membre s-au confruntat cu aceeași problemă în vederea interconectării sincrone cu rețeaua continentală a ENTSO-E. Soluția țărilor baltice: o derogare temporară pe 8 ani de la prevederi ale Regulamentului 2019/943 Art.6 care să permită semnarea de contracte de capacitate pe 5 ani, după o perioadă de 3 ani necesară construcției capacităților de echilibrate (=total 8 ani). Derogarea a fost acordată de UE prin Regulamentul 2024/1747 punctul 16, pentru 8 ani din momentul interconectării sincrone, interconectare ce a avut loc la 9 februarie 2025. Și Republica Moldova poate solicita în negocierile de aderare "perioade de tranziție" în aplicarea unor prevederi ale legislației europene, care astfel să devină obligatorii după o perioadă de timp de la aderare și nu în momentul aderării.

Revenind la necesarul de capacități de echilibrare ale Republicii Moldova, acestea sunt:

- FCR = +/- 6 MW
- aFRR = +/- 35 MW, dar nu există un sistem aFRR funcțional
- mFRR = +219 MW / -69 MW

Rezultate licitațiilor care se efectuează zilnic de către Moldelectrica pentru aceste capacități sunt zero .

Pentru atragerea de investiții în capacități de echilibrare s-au realizat câteva acțiuni importante:

- ANRE a emis Hotărârea privind impunerea unei obligații de serviciu public Moldelectricii, prin care acesta poate contracta capacități de echilibrare prin contracte pe mai mulți ani, dar maxim până în 2030;
- Moldelectrica a organizat o licitație pentru achiziția de capacități de echilibrare, licitație lansată la sfârșitul lunii septembrie 2025 dar fără câștigători stabiliți încă (aprilie 2026).

O serie de investitori au anunțat intenția de a investi în capacități de echilibrare, printre care și compania cu capital străin Premier Energy, a anunțat o astfel de intenție încă din 2022, dar incertitudinile legate de recuperarea investiției au tot amânat decizia finală. Sunt astfel premise pentru rezolvarea și a acestei provocări.

4. Rapida dezvoltare a BESS

La nivelul lunii aprilie 2026, în Republica Moldova erau instalați cel puțin 30 MW / 60 MWh BESS iar

alte investiții sunt anunțate, totalizând circa 200 MW BESS în funcțiune la sfârșitul anului. Suplimentar, la licitația în curs pentru mari proiecte investiționale ce utilizează sursa eoliană există o condiționalitate pentru participanți de a investi și într-un BESS asociat, în proporția de 0,25 MWh BESS pentru fiecare MW eolian. Este de așteptat ca câștigătorii licitației să realizeze investiția în BESS mult mai rapid decât cea în parcurile eoliene iar capacitatea instalată în BESS să depășească cerința formulată în licitație.

Astfel va fi o capacitate semnificativă instalată în BESS în viitorul apropiat. Este însă o întrebare, câte din aceste noi capacități BESS vor alege să participe la piața de echilibrare (și piața de capacități de echilibrare), un deținător de BESS având multiple opțiuni:

- Să-și asigure reducerea dezechilibrelor pentru parcul eolian sau solar propriu;
- Să intre într-o parte responsabilă cu echilibrarea și să asigure reducerea dezechilibrelor acesteia;
- Să realizeze arbitraj pe piața de energie, cumpărând energie când prețurile sunt mici și vânzând-o când prețurile sunt mai mari;
- Să participe la piața de echilibrare...

Va depinde de beneficiile oferite de aceste oportunități către ce modele de business se vor îndrepta investitorii în BESS.

5. Concluzii

Republica Moldova este în plin proces tranzitoriu de la o dependență totală de gazele naturale și energia electrică venite dinspre est către piețe concurențiale de energie, integrate în piața unică de energie a Uniunii Europene. Ca în orice proces tranzitoriu, apar unele provocări ce necesită soluții inovative. Una din aceste provocări este capacitatea limitată de interconexiune cu România, capacitate ce limitează comerțul transfrontalier cu energie electrică.

Sunt însă soluții aplicate pe terme scurt precum și soluții pe terme lung pentru eliminarea totală a limitărilor de capacitate, conform celor descrise în articol.

Problema capacităților limitate de interconexiune de energie electrică nu este doar între România și Republica Moldova, fiind și alte zone din Europa cu congestii (de exemplu între Europa centrală și Europa de est). Pentru Republica Moldova însă această limitare se traduce printr-o provocare majoră în asigurarea cu energie electrică a consumului național, la prețuri rezonabile.

În identificarea de soluții și aplicarea acestora, Republica Moldova beneficiază de suportul substanțial al României și Ucrainei, suport ce a permis evitarea deconectărilor, evident cu excepția celor accidentale.

O altă problemă este absența participanților la piața de echilibrare. Sunt însă o serie de măsuri luate pentru atragerea investițiilor în domeniu, măsuri ce-și vor dovedi eficiența în viitorul apropiat.

Un element extrem de pozitiv în Republica Moldova este creșterea rapidă a capacității instalate în BESS.

¹ https://moldelectrica.md/ro/electricity/system_market_results

HENRO, prezent și viitor în energia românească

Silvia VLĂSCLEANU - Director executiv HENRO, Vicepreședinte CNR-CME

În urmă cu câțiva ani, la puțin timp după ce HENRO apăruse pe firmamentul asociațiilor din sectorul energetic, dădeam un interviu pentru Mesagerul Energetic în care prezentam obiectivele și prioritățile asociației. În mare parte, fiind prevăzute în Statut, nu ne-am schimbat nici obiectivele, nici prioritățile. Nu s-au schimbat nici provocările cu care ne confruntăm: lipsă de predictibilitate și de stabilitate legislativă, consultare insuficientă în probleme care vizează sectorul energetic, lipsă de coordonare instituțională și blocaje în finalizarea unor proiecte în derulare.

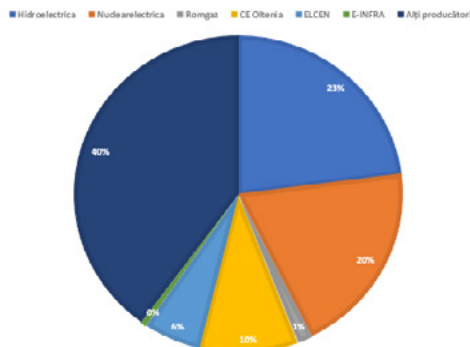
Asociația Producătorilor de Energie Electrică - HENRO reunește cele mai mari companii de producție din sectorul energetic românesc și are drept obiective generale susținerea membrilor în ceea ce privește politicile energetice, promovarea dezvoltării pieței locale, stimularea investițiilor, a competiției și a transparenței.

S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA S.A., S.N. NUCLEARELECTRICA S.A., S.N.G.N. ROMGAZ S.A., COMPLEXUL ENERGETIC OLTENIA S.A., S.C. ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI S.A. și S.C. E-INFRA S.A. sunt cei șase membri ai HENRO. Reprezintă companii care operează capacități de producere a energiei electrice cu o putere instalată cumulată de peste 11.000 MW, incluzând hidrocentrale, centrale nucleare, termocentrale și unități din surse regenerabile, ceea ce reprezintă cca 60% din puterea instalată în România.

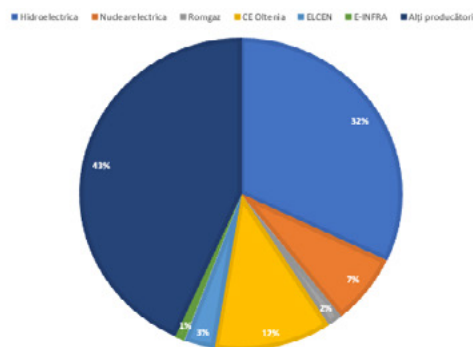
Membrii asociației acoperă anual circa 65% din consumul național, mai mult de jumătate fiind produsă din surse curate.

Cu aproximativ 25.000 de locuri de muncă asigurate pe tot teritoriul țării, companiile membre în HENRO joacă un rol deosebit de important în economia românească și în asigurarea alimentării cu energie electrică.

CONTRIBUȚIA PRODUCĂTORILOR DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN ROMÂNIA LA PUTEREA INSTALATĂ TOTALĂ A ȚĂRII



CONTRIBUȚIA PRODUCĂTORILOR DIN ROMÂNIA LA ACOPERIREA CONSUMULUI NAȚIONAL DE ENERGIE ELECTRICĂ



Sursa: Prelucrare HENRO

Astfel, S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA S.A. este lider în producția de energie electrică și principalul furnizor de servicii tehnologice necesare în SEN, având o putere instalată de cca 6200 MW și producție medie anuală, funcție de condițiile hidrologice, de 15,8 TWh.

Anul trecut, compania, cu aportul celor 5.300 angajați, a derulat proiecte de investiții, dezvoltare și re tehnologizare/modernizare, în valoare totală de 636 milioane lei, ceea ce arată angajamentul companiei de a răspunde așteptărilor acționarilor, dar și a celor peste un milion de clienți, casnici și non-casnici pe care îi are în portofoliul de furnizare.

S.N. NUCLEARELECTRICA S.A. continuă programul nuclear național, pe de o parte prin funcționarea, cu un factor de capacitate exemplar, a celor 1.400 MW instalați în centrala nuclearelectrică de la Cernavodă, pe de altă parte, prin accelerarea extinderii capacității nucleare la Unitățile 3 și 4. SNN asigură, constant și continuu, circa 20% din consumul de electricitate al

țării, ceea ce reprezintă cca 32% din energia produsă fără emisii de gaze cu efect de seră la nivel național.

Proiectul de modernizare a infrastructurii Unității 1, dezvoltarea tehnologiilor de nouă generație și diversificarea aplicațiilor nucleare (detritiere și izotopi medicali), consolidează rolul României ca actor strategic în securitatea energetică regională și inovația nucleară europeană.

Activă în sectorul producției de energie electrică din 2013, o dată cu preluarea Termocentralei Iernut, S.N.G.N. ROMGAZ S.A. operează cca 300 MW în grupuri funcționale. S.N.G.N. Romgaz S.A. desfășoară activități integrate în sectorul gazelor naturale (explorare-producție, înmagazinare, furnizare și distribuție), precum și producție de energie electrică iar, din 2025, compania a avansat, cu mai mult aplomb, în proiectul strategic Neptun Deep, cu lucrări de foraj offshore, dezvoltarea infrastructurii subacvatice, a platformei de producție și a conexiunii către Tuzla.

Proiectul reprezintă o investiție de amploare, cu impact major asupra securității și independenței energetice a României.

Modernizarea și punerea în funcțiune a grupului de 430 MW de la Iernut se apropie de finalizare, cu toate greutățile și întârzierile cauzate de situații neprevăzute, urmând ca punerea în funcțiune, parțială sau integrală, să fie anunțată în acest an.

Prins în vârtejul tranziției energetice, COMPLEXUL ENERGETIC OLTENIA S.A. are în derulare un amplu program de transformare a portofoliului de producție, care include dezvoltarea a 8 parcuri fotovoltaice cu o capacitate totală de 735 MW și construirea a două centrale pe gaz la Turceni și Ișalnița, cu o capacitate totală de 1.325 MW. Evoluția pieței, influențată de factori geopolitici, a prețurilor industriei de echipamente energetice, a inflexibilității legislației achizițiilor publice și alte motive legate de realitatea românească determină o situație dificil de previzionat, cu impact asupra funcționării pieței naționale și dependenței de importuri de energie electrică.

După o perioadă de dispute, preponderent politice, care pare să nu se mai termine, S.C. ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI S.A. are un program de investiții coerent care include realizarea unor capacități noi de producție în cogenerare de înaltă eficiență cu ciclu combinat, care însumează peste 700 MWe, precum și construirea unor sisteme fotovoltaice în toate centralele companiei;

Cele patru termocentrale în București, echipate cu grupuri energetice în cogenerare și instalații de vârf, exploatate de cca 1.738 de salariați, totalizează o putere instalată de circa 586 MW care contribuie la alimentarea capitalei și funcționarea în siguranță a SEN.



Membru HENRO din 2025, S.C. E-INFRA S.A. are o capacitate instalată totală de cca 200 MW, în centrale pe gaz și parcuri fotovoltaice, dar operează și o capacitate de stocare de 240 MWh, prin sisteme de tip baterii (BESS) care contribuie la echilibrarea SEN și integrarea surselor regenerabile.

Proiectele noi în derulare vizează centrale pe gaz și extinderi ale capacităților de stocare, menite să susțină reducerea dependenței energetice, obiectivele naționale de decarbonare și funcționarea sigură a SEN.

HENRO este și va fi o asociație activă în sectorul energetic, fiind ancorată în realitatea românească și care are o abordare și viziune integrată a pieței de energie, de la producător și până la clientul final, fără de care nu ar exista și nu s-ar dezvolta nici unul din subsectoarele energeticii și ale economiei naționale.

Este nevoie, însă, de o abordare strategică care nu poate fi cuprinsă doar într-o strategie energetică sau alt document programatic. Planificarea în timp și teritorial a capacităților de producție de energie electrică, precum și a altor surse și resurse, energetice și neenergetice: gaze naturale, hidrogen, mineruri etc, corelat cu dezvoltarea de obiective și proiecte industriale, agricole, de turism, corelat cu un program de educație și formare a personalului calificat pentru buna funcționare a acestora, corelat cu dezvoltarea și facilitarea accesului la instituții din domeniul de sănătate, cultură, social care să contribuie la atragerea și menținerea unei comunități stabile, mulțumite de condițiile economice și sociale – toate acestea sunt componente ale unei strategii ample, integrate a cărei realizare trebuie să fie urmărită permanent, continuu, cu posibilitatea de a interveni urgent, concret și eficient atunci când apar situații neprevăzute. După 36 de ani, ar trebui să putem!



Pagini din istoria sistemului de termoficare al municipiului Chișinău

Vasile LEU - Director general (interimar) Termoelectrica S.A

Vera GUȚUL - Șef de departament Alimentații cu căldură, apă, gaze și protecția mediului, UTM - Universitatea Tehnică a Moldovei

Tuturor celor care au contribuit la realizarea, modernizarea și funcționarea sistemului de termoficare din municipiul Chișinău

Intenția prezentării unor pagini ale istoriei sistemului de termoficare din municipiul Chișinău a fost inspirată din discuțiile avute cu dl. Prof. dr. ing. Victor Vaida în contextul manifestărilor omagiale dedicate Centenarului energiei românești organizate cu participarea Domniei sale și fiind inspirați de unele lucrări dedicate istoriei energiei românești [1-3].

În diverse perioade, anumite aspecte ale înființării și dezvoltării sistemului de alimentare centralizată cu energie termică din municipiul Chișinău au fost reflectate în lucrările [4-18], iar în contextul aniversării a 80 de ani de la elaborarea proiectului de termoficare a Chișinăului, aceste pagini sunt dedicate unor file din istoria dezvoltării termoficării în acest oraș.

Planul general de reconstrucție a orașului Chișinău (1945-1947) a fost elaborat de mai mulți specialiști, printre care și academicianul Alexei Șciusev, vestit arhitect. Iar în anii care au urmat, Chișinăul s-a extins semnificativ în contextul urbanizării intensive. Orașul a devenit centrul industrial al Republicii, cu multe fabrici și uzine, în anul 1946, a fost elaborat primul proiect tehnic pentru termoficarea Chișinăului prin producerea energiei termice și electrice în regim de cogenerare. Alexei Șciusev dezvoltă un plan de reconstrucție a Chișinăului pentru a restabili casele vechi, a construi clădiri noi de locuit, dar și administrative, și pentru a asigura infrastructura necesară.

Odată cu reconstrucția treptată a orașului, apar o serie de reglementări în construcții și se implementează, oficial, Sistemul de Alimentare Centralizată cu Energie Termică al municipiului Chișinău (în continuare – SACET). Astfel încât, 5 ani mai târziu, în septembrie 1951, a fost pusă în funcțiune prima Centrală Electrică cu Termoficare din municipiul Chișinău.

Ulterior, datorită extinderii Centralei Electrice de Termoficare II (în continuarea CET I), în anul 1958 a fost necesară construcția rețelelor termice magistrale și punerea în funcțiune a primei stații de pompare. Relieful complex al terenului, Chișinăul fiind amplasat pe 7 coline, și divizarea rețelelor termice în zone hidraulice independente, au condiționat construcția a 22 stații de pompare, lungimea totală a conductelor termice ajungând la circa 269 km de rețele magistrale, 260 km de rețele de cartier și 180 de km de rețele pentru livrarea apei calde menajere către consumatori. În detaliu, despre unele aspecte privind constituirea CET-urilor ne voi referi în continuare.

1. Construcția și etapele de dezvoltare ale CET-1

Centralele Electrice de Termoficare fac parte din Sistemul

Energetic Național, fiind conectate la rețelele de transport și de distribuție a energiei electrice cu tensiunea de 110 kV. Combustibilul pentru producerea energiei electrice și a celei termice, este, de regulă, gazul natural, care, prin ardere în cazane energetice este transformat în energie potențială sub formă de abur. Acest abur supraîncălzit este utilizat pentru antrenarea unei turbine de abur și rotirea ei cu o viteză de 3000 de rotații/min. La rândul său, turbina este cuplată la un generator de energie electrică la bornele căruia se produce energie electrică. Aburul folosit pentru antrenarea turbinei de abur la ieșire mai poartă cu el o cantitate suficientă de energie termică, care prin condensare este transmisă apei ce circulă prin sistemul centralizat de alimentare cu energie termică a orașului.

Pe parcursul secolelor, grație evoluției tehnologiilor, au avut loc multiple modificări care au permis înlocuirea agentului termic în ordinea aer-apă-abur, utilizarea mai multor tipuri de combustibil primar, precum și utilizarea energiei reziduale rezultate din diferite procese tehnologice. Odată cu apariția echipamentului de reglare, aceasta a permis unificarea și dezvoltarea sistemelor de bloc/casă, cartier, sector cu relief geodezic dificil într-un sistem unic, la nivel de localitate. Măsura respectivă a permis construcția Centralei Electrice cu Termoficare (în continuare - CET) de capacități mari, respectiv utilizarea cogenerării cu eficiență ridicată. SACET din Republica Moldova au fost concepute în anii 1950. Avantajul concepției consta în utilizarea energiei termice reziduale de la producerea energiei electrice, iar alimentarea consumatorilor se baza pe principiul de reglare calitativă a energiei termice furnizată consumatorilor finali, prin modificarea de la sursa de energie a valorii temperaturii agentului termic în conducta tur în funcție de temperatura medie a aerului ambiant (6-24 ore, în dependență de inerția sistemului), umiditatea relativă a aerului exterior și viteza vântului, cu o reglare de-facto calitativ-cantitativă.

În luna iunie a anului 1946, Guvernul de atunci a luat hotărârea privind construirea în orașul Chișinău a unei Centrale Electrice cu Termoficare. Peste 3 ani s-au început lucrările de construcție și montare. La data de 2 septembrie a anului 1951 CET-1 a livrat primul kWh de energie electrică. În anul 1951, la prima etapă de

introducere a puterilor, au fost instalate două turbine de putere instalată 4 MW fiecare și trei cazane de abur cu capacitatea de 35 t/h.

Ulterior, în anul 1957, la a doua etapă, au fost montate trei agregate de cazane TS-35 cu ardere stratificată a cărbunelui și două turbine AC-6 și ATP-12. Puterea instalată a atins astfel 26 MW.



Foto: Etapa I, anul 1951



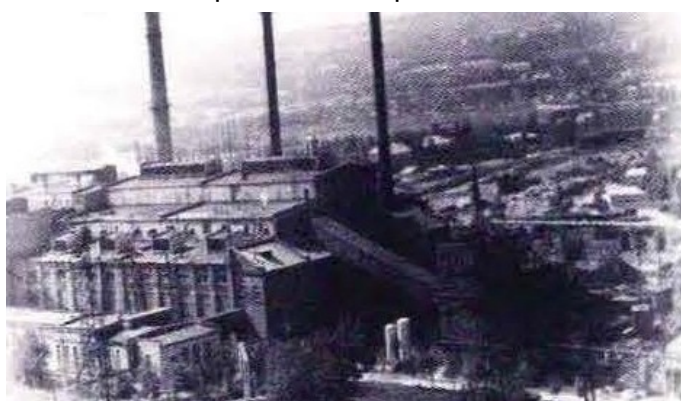
Foto: Etapa a II-a, anul 1958

În perioada anilor 1960-1961, la a treia etapă, au fost puse în funcțiune două turbine de 25 și 6 MW și două cazane

de înaltă presiune, fiecare cu capacitatea de 120 t/h și care foloseau drept combustibil păcura.



Foto: CET-1, etapa a III-a, anii 1960-1961



Între anii 1966-1969, s-a efectuat prima reconstrucție a instalațiilor Centralei cu trecerea tuturor cazanelor la arderea gazelor și păcurii, cât și majorarea debitului de abur de la 35 până la 50 t/h. De asemenea, au

fost modernizate turbinele nr. 4 și nr. 5. Ulterior, în perioada 1968-1969, în cadrul CET-I au fost date în exploatare două cazane de apă fierbinte a câte 100 Gcal/h fiecare.

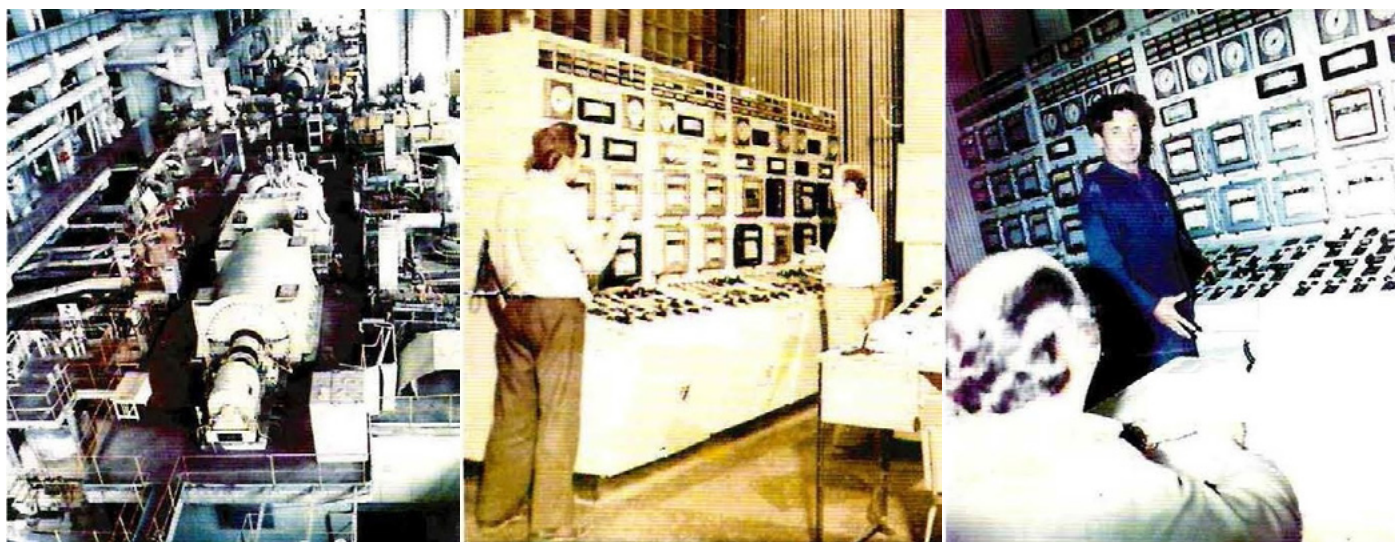


Foto: Activitatea cotidiană în CET I în perioada anilor 1960-1970

Din analiza indicatorilor economici, în perioada anilor 1970-1980 rezultă că CET-1 din orașul Chișinău se număra printre cele mai rentabile centrale din fosta URSS. În acea perioadă, consumurile specifice de combustibil erau:

- la energia electrică 152-159 g.c.c./kWh;
- la energia termică 162-169 kg.c.c./Gcal, iar randamentul global al Centralei a atins 73-80%.

În perioada de funcționare, întreprinderea a produs mai mult de 10 miliarde de kWh de energie electrică și 42 milioane Gcal energie termică.

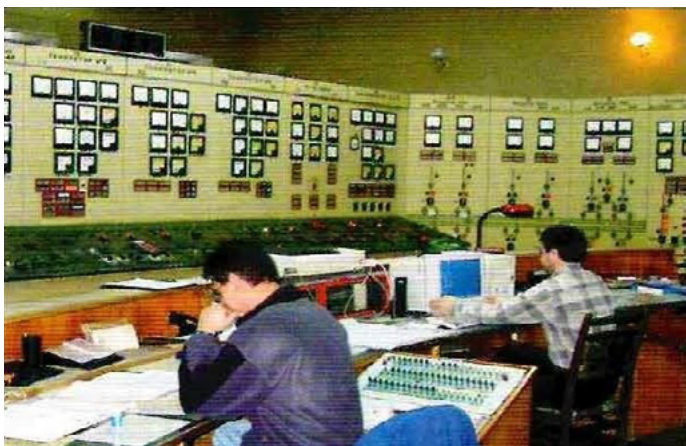


Foto: Panoul principal de comandă

Alături de construcția și introducerea noilor capacități, de reconstrucția și modernizarea Centralei, o mare importanță se acorda sferei sociale. Astfel, CET-1 din Chișinău, în calitate de beneficiar, a edificat cămine, grădinițe de copii, case de locuit, baze de odihnă.

Conform Hotărârii Guvernului Republicii Moldova nr. 830 din 11 iulie 2003, se prevedea majorarea securității energetice a țării, prin sporirea considerabilă a capacităților de producere a energiei electrice la centralele autohtone, utilizând tehnologii performante. Administrația SA "CET-1", împreună cu firma "Teploelectroproiect" din orașul Lvov, Ucraina, au elaborat conceptul dezvoltării și renovării SA "CET-1" pe baza instalării turbinelor cu gaze și cazanelor utilizatoare care majorează puterea electrică până la 50-60 MW.

Dacă e să trecem în revistă mai multe aspecte istorice ale CET-1, atunci putem menționa:

- anul 1951, 2 septembrie - darea în exploatare a primului turbogenerator cu capacitatea de 4 MW;
- anul 1952- finalizarea primei etape de construcție: două turbogeneratoare a câte 4 MW și trei agregate de cazane a câte 35 t/h fiecare;
- anul 1959 - darea în exploatare a celei de-a doua etape pentru CET: au fost instalate două turbine cu capacitatea de 6 și 12 MW și trei cazane cu debitul de 35 t/h fiecare. Capacitatea totală a CET era la acea dată de 26 MW, iar debitul de abur nominal al cazanelor (cu focarul de ardere stratificată a cărbunelui): 210 t/h;
- anul 1961 - darea în exploatare a celei de-a treia etape pentru CET (presiune înaltă): două turbine cu capacitatea de 25 și 6 MW și două cazane a câte 120 t/h, ce funcționează cu păcură;
- anii 1968-1969 - darea în exploatare a două cazane de apă fierbinte IITBM-100 a câte 100 Gcal/h;
- anii 1966-1969 - perioada primei reconstrucții a CET: transferarea turbogeneratoarelor în regim de termoficare, trecerea cazanelor la arderea gazului natural. Puterea electrică constituie 46 MW; puterea termică -352 Gcal/h;
- anii 1990-2001 - schimbarea a 85% din conductele subterane de apă tehnică, potabilă și de circulație.

Puterea electrică - 66MW, puterea termică - 239 Gcal/h. Debitul de abur al cazanelor - 540 t/h;

- anul 1994 - se efectuează a doua reconstrucție a echipamentului cu instalarea a două turbine, darea în exploatare a punctului de reglare a gazelor, ca și a depozitului de păcură cu capacitatea de 3x5000 m³;
- anul 2008 - înlocuirea transformatorului bloc 1T, dintre sistemul electroenergetic și centrala electrică;
- anul 2009 - înlocuirea transformatorului bloc 2T, dintre sistemul electroenergetic și centrala electrică.

Aceste modernizări au dus la majorarea fiabilității instalațiilor electrice, reducerea pierderilor de mers în gol al transformatoarelor cu cca 30-40%, precum și la reducerea cheltuielilor de exploatare și mentenanță a acestor echipamente;

- anul 2014 - montarea instalației de demineralizare, care permite funcționarea blocului de presiune înaltă să funcționeze independent de blocul de presiune medie;
- anul 2014 - trecerea turbogeneratorului la vid redus/înrautățit, ce a dus la majorarea sarcinii termice cu cca 15 Gcal/h.

2. Construcția și etapele de dezvoltare ale CET-2



Foto: vedere CET-2

O etapă nouă în dezvoltarea sistemului energetic din Moldova a constituit-o darea în exploatare a primului bloc energetic al CET-2 din Chișinău la 31 decembrie 1976.

Darea în exploatare a blocului nr. I a fost posibilă grație conlucrării eficiente dintre Consiliul de Miniștri al RSSM, Planul de Stat, Comitetul Executiv al Consiliului deputaților poporului din Chișinău, "Gosstroï", "Moldenergo" și echipele de proiectanți, montori și ajustori din cadrul Ministerului de profil. Inaugurarea blocului a fost efectuată de către 194 de specialiști, reprezentanți ai CET-1 din Chișinău, Hidrocentralei electrice din Dubăsari din Moldova, și alte unități energetice.

În anul 1978, odată cu darea în exploatare a blocului II

energetic, a sporit substanțial asigurarea cu energie a orașului Chișinău. Atingând capacitatea electrică proiectată de 240 MW și termică de 1200 Gcal/h, CET-2 a devenit cea mai mare centrală termoelectrică din republică.

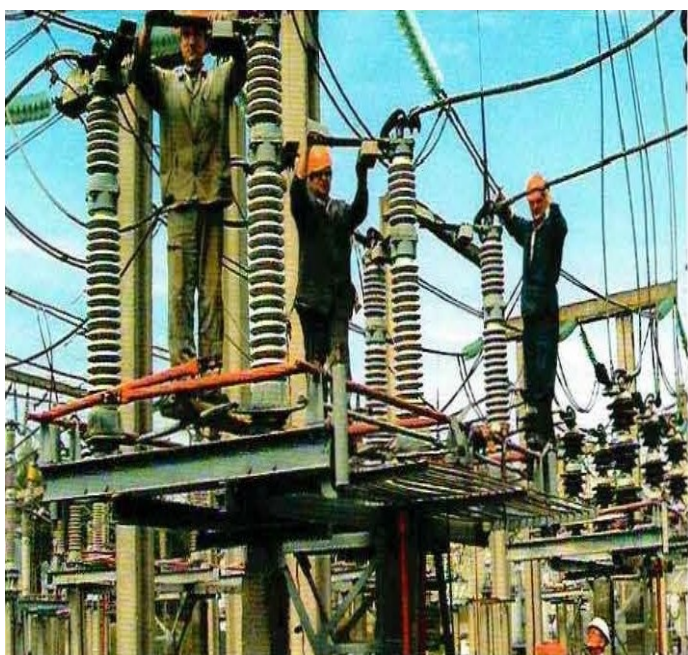
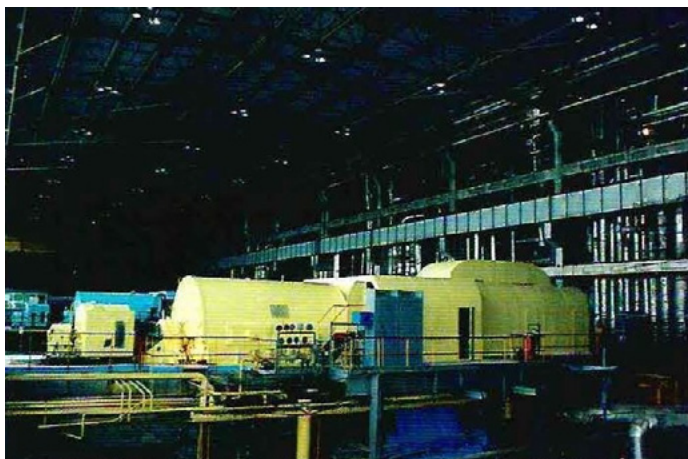
Odată cu punerea în funcțiune a CET-2, de la foarte multe întreprinderi similare au fost invitați specialiști cu experiență, care au participat la montarea și ajustarea utilajului, precum și la instruirea angajaților aflați la început de carieră. Pe lângă construire și montare, punere în funcțiune și reglare, în secțiile CET-2 se efectuau lucrări pe terenurile aferente de construcție a conductelor de gaze, apă și de canalizare, de instalare a liniilor electrice de înaltă tensiune, a drumurilor de acces, a căilor ferate locale etc.

Odată cu etapele de probă, de verificare, de punere incipientă în funcțiune, au fost organizate trei schimburi. Iar pentru consolidarea eforturilor ingineresti la etapa de punere în funcțiune a primului bloc energetic, au fost delegați specialiști de profil de

la "Moldglavenergo", de la CET-1 din Chișinău și de la alte Centrale Electrice. A urmat punerea în funcțiune a primului bloc energetic, cu includerea în rețeaua electrică, la 31 decembrie 1976.

Astfel, primul bloc energetic cu capacitatea de 80 MW, pus în funcțiune la 31 decembrie 1976, avea turbina de tipul PT- 80/100-130/13 și a constituit un model reprezentativ al Uzinei metalurgice din Leningrad.

În perioada anilor 1998-2025, au fost realizate reparații capitale a blocurilor energetice nr. 1, 2, 3 și anume - prelungirea duratei de utilizare a utilajului energetic; schimbul conductelor principale de aburi, a încălzirii exterioare a cazanelor, a țevilor de presiune înaltă, a sistemului de conducte țevi de presiune înaltă și schimbarea economizorului de apă; au fost efectuate o serie de modernizări privind asamblarea utilajului - regimul de apă de prelucrare a apei pentru cazane și schimbarea paravelor la cazanele 1 și 2, de asemenea, alte lucrări necesare și importante.



Detalii suplimentare despre proiectele realizate, studiile de fezabilitate și proiectele investiționale în proces de realizare pot fi consultate pe pagina Ministrului Energiei al Republicii Moldova și pe pagina SA „Termoelectrica” [19, 20].

Bibliografie

1. Victor Vaida. Centenarul energiei românești: manifestări omagiale. Manifestări omagiale. Vaida Victor (coordonator). Asociația Generală a Inginerilor din România. Societatea Inginerilor Energeticieni din România. Editura AGIR, România, 2019, pag. 564. ISBN 978-973-720-762-3.
2. Victor Vaida, Florea Bereș. Pagini ale istoriei energiei românești. Monografia centralei electrice Mintia-Deva. Ediția a II-a – completată și revăzută. Timișoara: Mirton, 2003, pag. 424. ISBN 973-661-126-4.
3. Victor Vaida. Istoria centralelor termoelectrice cu combustibili fosili din România. Asociația Generală a Inginerilor din România. București: Editura A.G.I.R., 2021. Pag.1002. ISBN 978-973-720-851-4.
4. Mihail Cernei, Vasile Leu. Infrastructura surselor ale sistemului de alimentare centralizată cu energie termică din municipiul Chișinău. Pag. 4-6. Mesagerul Energetic, anul XII, nr.133, noiembrie 2012.
5. Mihail Cernei, Ion Lupașcu, Vasile Leu. Sistem informatic integrat de management. Pag. 7-9. Mesagerul Energetic, anul XII, nr.133, noiembrie 2012.
6. Mihail Cernei, Vasile Leu. Termografia – un instrument eficient aplicat în depistarea deficiențelor în sistemul de alimentare centralizată cu energie termică a municipiului Chișinău. Pag.5-6. Mesagerul Energetic, anul XII, nr.134, decembrie 2012.
7. Mihail Cernei, Vasile Leu. Soluții de modernizare a sistemului de alimentare centralizată cu energie termică a municipiului Chișinău. Pag. 7-12. Mesagerul Energetic, anul XII, nr.134, decembrie 2012.
8. Cernei Mihail, Vasile Leu. Problemele generale ale sistemelor centralizate de încălzire în Republica Moldova. Problemele energiei regionale 1(30) 2015, p.84-88. ISSN1857-0070 https://journal.ie.asm.md/assets/files/07_01_30_2016.pdf
9. Cernei Mihail, Vasile Leu. Actualitatea zonelor unitare de încălzire. Conferința internațională Energetica Moldovei-2016. Aspecte regionale de dezvoltare. Ediția a III-a, 29 septembrie - 1 octombrie 2016, Chișinău, pag. 222-225. ISBN 978-9975-4123-5-3. https://ibn.idsi.md/vizualizare_articol/56368
10. Sergiu Ciobanu, Vasile Leu. Situația serviciului de alimentare cu energie termică în sistem centralizat în Republica Moldova. Conferința internațională Energetica Moldovei-2016. Aspecte regionale de dezvoltare. Ediția a III-a, 29 septembrie - 1 octombrie 2016, Chișinău, pag. 240-244. ISBN 978-9975-4123-5-3. https://ibn.idsi.md/vizualizare_articol/56374
11. Leu Vasile, Cernei Mihail. Centralized district heating systems: Reality and perspectives. 11th International conference on electromechanical and power systems (SIELMEN). 11 October, Iasi, Romania/12-13 October, Chisinau, Republic Moldova, 2017, pag. 571-574 DOI: <https://doi.org/10.1109/SIELMEN.2017.8123389>
12. LEU Vasile, VÎRLAN Andrei. Modelarea regimurilor hidraulice de funcționare a sistemului de alimentare centralizată cu energie termică din Municipiul Chișinău. In: Probleme actuale în urbanism și arhitectură, 15-17 noiembrie 2022, Chișinău. Chișinău: Universitatea Tehnică a Moldovei, 2022, Ediția 11, pp. 70-80. ISBN 978-9975-45-947-1 https://ibn.idsi.md/vizualizare_articol/185724
13. Valentin Arion, Viorica Hlusuov, Mihai Sanduleac, Vasile Leu, Constantin Borosan. Evaluation of the optimal solar fraction for a district heating system. EMERG. Volume VIII, Issue 4/2022, pp 71 – 92, DOI: 10.37410/EMERG.2022.4.01. ISSN 2668-7003. <https://emerg.ro/files/evaluation-of-the-optimal-solar-fraction-for-a-district-heating-system/>
14. Cristina Efremov, Mihai Cernei, Vasile Leu. Sustainable energy transition roadmap to 2050 for Republic of Moldova. EMERG. Volume VIII, Issue 3/2022, pp 11 – 25, DOI: 10.37410/EMERG.2022.3.01. ISSN 2668-7003. <https://emerg.ro/files/sustainable-energy-transition-roadmap-to-2050-for-republic-of-moldova/>
15. Arion Valentin, Leu Vasile, Hlusuov Viorica. Republic of Moldova: Assessment of energy poverty. JOURNAL OF ENGINEERING SCIENCE, 30(1), 85–98. pISSN 2587-3474, eISSN 2587-3482 [https://doi.org/10.52326/jes.utm.2023.30\(1\).07](https://doi.org/10.52326/jes.utm.2023.30(1).07)
16. Mihail Cernei, Vasile Leu, Inesa Brumă. Cogenerarea și încălzirea centralizată în Republica Moldova. Forumul Regional al Energiei din Europa Centrală și de Est – FOREN 2018, cu tema „Central And Eastern Europe in The New Era of Energy Transition: Challenges, Investment Opportunity and Technological Innovations”, 10 – 14 iunie 2018, Costinești, România. Energy. Environment. Efficiency. Resources. Globalization. EMERG-7, 2018, publicație semestrială editată de AGIR și CNR-CME, pag. 51-59. <https://emerg.ro/wp-content/uploads/2019/03/EMERG-7-Cogenerarea-%C8%99i-%C3%AEnc%C4%83lzirea-centralizat%C4%83-%C3%AEn-Republica-Moldova.pdf>
17. Vasile Leu, Mihail Cernei. District Heating Systems in Republic of Moldova: Reality and Perspectives. Problemele energiei regionale 1-3 (42) 2019, pag. 46-52. ISSN 1857-0070. https://ibn.idsi.md/ro/vizualizare_articol/88527
18. Mihail Cernei, Vasile Leu. Sisteme de alimentare centralizată cu energie termică în Republica Moldova. pag. 398-406. În cartea Centenarul energiei Românești. Manifestări omagiale. Vaida Victor (coordonator). Asociația Generală a Inginerilor din România. Societatea Inginerilor Energeticieni din România. Editura AGIR, România, 2019, pag. 564. ISBN 978-973-720-762-3.
19. <https://www.energie.gov.md/ro/content/energie-termica-si-promovarea-cogenerarii>
20. <https://termoelectrica.md/studii-de-fezabilitate/>

Specificații și criterii de proiectare pentru piețele locale de flexibilitate



<https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-issues-monitor-2026>

Ambiția Uniunii Europene de a realiza o economie neutră din punct de vedere climatic până în anul 2050 pune o presiune semnificativă asupra rețelelor electrice prin creșterea consumului de energie electrică și prin generarea mai fluctuantă și descentralizată. Deși investițiile în rețele sunt esențiale, acestea trebuie completate de o utilizare sporită a flexibilității pentru a gestiona fluctuațiile, a reduce costurile și a asigura energie accesibilă pentru toate tipurile de consumatori și pentru societate.

În timp ce flexibilitatea a fost gestionată în mod tradițional la nivel de transport prin servicii auxiliare și generare controlabilă, conectarea tot mai mare a resurselor energetice distribuite (DER- Distributed Energy Resource) și a sarcinilor flexibile la nivel de distribuție creează noi oportunități și nevoi de flexibilitate la nivel de distribuție. Legislația europeană plasează consumatorii și flexibilitatea cererii în centrul tranziției, culminând cu dezvoltarea actuală a unui Cod de Rețea privind Răspunsul la Cerere (NC DR- Network Code on Demand Response). NC DR va asigura că resursele de răspuns la cerere pot participa pe deplin la toate piețele angro de energie electrică și stabilește reguli clare, astfel încât serviciile locale (cum ar fi gestionarea congestiei și controlul tensiunii) să fie achiziționate în mod transparent și eficient de către operatorii de sistem (SO- system operators). Odată adoptat, devine obligatoriu din punct de vedere juridic. Implementarea sa prezintă provocări din cauza diversității mari a caracteristicilor rețelei, a maturității piețelor de flexibilitate, a nivelurilor de digitalizare și a nevoilor energetice locale din întreaga Europă. Piețele Locale de Flexibilitate (LFM- Local Flexibility Markets) sunt esențiale pentru deblocarea flexibilității necesare și, prin urmare, reprezintă un element cheie al NC DR. LFM-urile se dezvoltă cu viteze diferite în întreaga Europă: în timp ce unele facilitează deja cu succes achizițiile de flexibilitate, altele se confruntă cu provocări în proiectare, implementare sau operare. Există o nevoie evidentă de îndrumări care să ajute statele membre să stabilească sisteme de gestionare a energiei electrice eficiente, adaptate contextelor locale și bine integrate în sistemul energetic public.

Obiectivul raportului este de a oferi un cadru unificator pentru a ajuta statele membre să conceapă LFM-uri într-un mod care să maximizeze beneficiile pentru sistemul energetic, plasând în același timp consumatorii în centrul lor. Studiul propune un cadru de proiectare și implementare pentru a permite achiziții eficiente de

flexibilitate bazate pe piață la nivel local, facilitând în același timp integrarea LFM cu alte piețe angro. Studiul definește LFM-urile ca piețe în care se tranzacționează servicii locale, pentru a răspunde nevoilor legate de rețea. Cumpărătorii acestor servicii sunt Operatorii Sistemului de Distribuție (DSO- Distribution System Operators) și Operatorii Sistemului de Transport (TSO- Transmission System Operators). Serviciile locale se referă la orice serviciu cu un caracter distinct local. În practica actuală, LFM-urile sunt implementate în principal în contextul managementului congestiei și al controlului tensiunii. Atât piețele în care aceste servicii locale sunt achiziționate pe piețe locale dedicate, cât și prin oferte pe alte piețe angro (pentru ziua următoare, intraday, echilibrare) sunt considerate LFM-uri. Mai precis, raportul:

- Analizează caracteristicile de proiectare și implementare ale inițiativelor LFM actuale, precum și cercetările academice și politice existente în acest domeniu;
- Evaluează diverse modele alternative de piață și rolurile și responsabilitățile asociate și identifică cele mai bune practici pe baza unor criterii adecvate;
- Formulează caracteristici esențiale de succes ale pieței locale și recomandări pentru a ajuta statele membre în eforturile lor de implementare.

Se acordă o atenție deosebită nivelului de armonizare a produselor și piețelor pentru serviciile locale. Deși armonizarea poate reduce barierele de intrare pe piață, poate îmbunătăți lichiditatea și poate spori acumularea de valoare, armonizarea excesivă ar putea duce la modele care nu sunt adecvate scopului în contexte locale specifice.

Majoritatea LFM-urilor se află încă în faze pilot sau pregătitoare, reflectând interesul tot mai mare pentru piețele de flexibilitate și nevoia de învățare și perfecționare suplimentară. Majoritatea sunt inițiate de operatori de sistem individuali care caută experiență practică și o complexitate gestionabilă. Cu toate acestea, apar exemple de cooperare TSO-DSO și multi-DSO, în special acolo unde provocările rețelelor naționale sau regionale necesită abordări comune. Accentul majorității LFM-urilor se pune pe gestionarea congestiei, nevoile fiind de obicei localizate la niveluri de medie și înaltă tensiune. Achizițiile publice de flexibilitate pentru a rezolva nevoile de joasă tensiune rămân mai limitate, din

cauza provocărilor de monitorizare și a complexităților localizate, deși mai multe inițiative încep să exploreze acest domeniu. LFM-urile utilizează atât platforme de piață interne, cât și comerciale, reflectând, pe baza informațiilor din inițiativele LFM analizate, un echilibru între beneficiile expertizei externe și ale implementării rapide și necesitatea de a păstra controlul operațional, valorificând în același timp expertiza internă a operatorilor de sistem. Piețele de energie electrică tind să ofere mai multe produse pentru același serviciu pentru a răspunde unor nevoi diverse de flexibilitate și/sau pentru a facilita participarea largă a diverselor tehnologii. Simplitatea și receptivitatea la condițiile locale sunt adesea prioritizate în detrimentul alinierii cu produsele pieței angro sau de echilibrare, deși unele inițiative demonstrează că armonizarea la nivel național poate ajuta la atingerea scării, a lichidității și a unei integrări îmbunătățite. Produsele de putere activă sunt principalul obiectiv, în timp ce produsele de putere reactivă sunt rareori utilizate din cauza complexității tehnice și a provocărilor legate de lichiditate, deși unele LFM mature arată că, în condiții potrivite, piețele de putere reactivă pot fi viabile. Achiziționarea de capacitate este comună, adesea combinată cu produse energetice, precum și cu opțiunea de a depune oferte gratuite. Agregarea este permisă pe scară largă, dar este constrânsă de cerințele tehnice și de localizare.

Caracteristicile de design al pieței sunt structurate în funcție de diferite faze ale pieței care pot fi distinse, și anume precalificare (PQ- prequalification), achiziție, activare și decontare. LFM-urile chestionate aplică, în general, cerințe simple de PQ pentru furnizorii de servicii, axate pe eligibilitatea juridică, administrativă și comercială; verificările financiare sunt rare. Regulile de calificare a produselor tind să fie minime sau în curs de dezvoltare. La PQ-ul rețelei, luarea în considerare a impactului asupra rețelelor învecinate, este limitată. Aproximativ 80% dintre LFM-uri utilizează un registru de flexibilitate, de obicei înființat la nivelul LFM-ului. În ceea ce privește achizițiile, calendarul achizițiilor

variază, capacitatea fiind adesea achiziționată cu mult timp în avans, iar energia mai aproape de timpul real (pe o zi înainte sau intraday). Pentru achizițiile pe termen lung, licitațiile sunt foarte des utilizate. Licitațiile cu porți închise domină pentru achizițiile pe termen scurt, în timp ce piețele continue sunt utilizate în cazuri specifice. Majoritatea LFM-urilor utilizează prețuri de tip „pay-as-bid”: plătește conform oferei, iar aproximativ 40% oferă indicații cu privire la disponibilitatea operatorului de energie de a plăti pentru a spori participarea. Activarea este în mare parte manuală, susținută de semnale de activare automate. În ceea ce privește decontarea, selectarea metodologiilor de referință adecvate este considerată dificilă, majoritatea inițiativelor susținând abordări multiple. Metodele mai simple sunt adesea preferate pentru a încuraja participarea, în timp ce liniile de referință de nominalizare sunt utilizate pentru a permite Furnizorilor de Servicii de Flexibilitate (FSP- Flexibility Service Providers) să propună propriile linii de referință. În unele cazuri, se utilizează produse care limitează capacitatea pentru a evita complet liniile de referință. Penalitățile pentru nelivrare sunt mai puțin frecvente în această etapă, deși unele inițiative utilizează scheme de plată pro-rata sau dezvoltă un cadru de penalizare. Pe termen mediu, când piețele vor fi mai mature, se pot urmări abordări mai armonizate privind produsele și proiectarea pieței LFM, bazându-se pe lecțiile învățate în anii următori, permițând în același timp suficientă flexibilitate pentru a adapta specificitățile locale, acolo unde este necesar. Pentru a sprijini acest proces de armonizare, schimbul de experiență și monitorizarea la nivelul UE sunt esențiale. Mecanismele de flexibilitate accesibile nu sunt soluții independente și ar trebui integrate pe deplin în suita mai largă de mecanisme de flexibilitate disponibile pentru organizațiile operaționale. Analiza și evaluarea detaliată a inițiativelor LFM, bazate pe cadrul de evaluare propus, permit identificarea caracteristicilor esențiale de succes care pot sprijini configurarea, evoluția și scalarea LFM-urilor (Vezi Fig. 1).

Summary overview key LFM success features			
Product design	✓ Common attribute list (EU level)	✓ Standardised local products (MS level)	✓ Coordinated products with existing markets
Market design	Prequalification (PQ) phase	✓ Easy registration ✓ Common (MS) flex register ✓ Common (MS) PQ steps	✓ Simplification measures ✓ Dynamic grid checks ✓ TSO-DSO advanced information sharing
	Procurement phase	✓ Minimise flex procurement costs ✓ Reserved flex competes with SI bids ✓ Competition LT and ST bids	✓ Automated market clearing (no SO intervention) ✓ Appropriate level of network representation ✓ Market-based pricing
	Activation phase	✓ Standardised platform-based communication	✓ Mode of activation according to service needs
	Settlement phase	✓ Library of baselines (EU level) ✓ Standardised baselining methods	✓ Standardised penalty mechanisms ✓ Automated/streamlined verification
	Gaming	✓ Advanced monitoring ✓ Robust market design and baselining	✓ Clear sanctioning mechanisms
	Governance	Market coordination	✓ Coordinated markets ✓ Coordinated use of flex mechanisms
	Information sharing	✓ Clear/accessible market rules ✓ Aggregated market outcomes	✓ Info on flexibility needs
	Roles and responsibilities	✓ Clearly defined roles ✓ Independent market operator in multi-buyer LFM	✓ Market operator: SO or third-party

Monitoring of LFM's across Europe and knowledge sharing

<https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-issues-monitor-2026>

World Energy Issues Monitor 2026

Practicarea trilemei energetice mondiale: tranziții energetice în anul 2026



<https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-issues-monitor-2026>

Monitorul Problemelor Energetice Mondiale prezintă eforturile comunitare menite să sublinieze preocupările la nivel global în domeniul energiei. În fiecare an, acesta pune în evidență evaluările liderilor din domeniul energiei privind perspectivele din diferite regiuni, sectoare și din diferite generații pentru a compara semnale, a sublinia punctele slabe și a promova acțiuni mai concrete.

În a 16-a ediție, peste 2.750 de lideri din domeniul energiei din peste 110 țări au evaluat impactul și incertitudinea problemelor esențiale ale tranziției care modelează mediul operațional actual. Monitorul Problemelor nu prescrie căi de urmat, ci este menit să promoveze analiza. Prin evidențierea punctelor de presiune și a aspectelor pozitive emergente, acesta sprijină liderii în acțiuni de corelare a securității, accesibilității și sustenabilității pe măsură ce sistemele energetice se extind și se transformă. Întrucât riscul escaladării conflictelor afectează viața de zi cu zi și sistemele energetice din Orientul Mijlociu și din statele din Golf și dincolo de acestea, pacea și stabilitatea au apărut ca incertitudine definitorie care va modela sectorul energetic mondial în anul 2026. Sistemele energetice se află în centrul societăților moderne. Ele stau la baza securității naționale, prosperității economice și administrării mediului. Astăzi, aceste sisteme se extind chiar și pe măsură ce se transformă. Cererea de energie continuă să crească, infrastructura este sub presiune, iar tensiunile geopolitice remodelează condițiile în care se iau deciziile energetice. Gestionarea sistemelor energetice moderne nu a fost niciodată simplă. Fiecare țară își urmează propria cale de suplimentare a producției de energie și/sau de tranziție către noile tehnologii energetice, modelată de baza sa de resurse, stadiul de dezvoltare, capacitatea instituțională și prioritățile sociale. Deși toate se confruntă cu provocările conexe de echilibrare a securității energetice și a sustenabilității mediului, fiecare o face în cadrul unui set distinct de oportunități și constrângeri.

Într-un context mai volatil și mai puțin previzibil, sarcina este de a gestiona transformările sistemelor în totalitate, menținând în același timp fluxurile de energie fiabile, productive, accesibile și la prețuri accesibile. Această provocare de leadership este sistemică, socială și politică, precum și tehnologică și financiară. Sistemele energetice sunt cel mai bine gestionate cu o atenție limitată la dimensiunile securității energetice, accesibilității și sustenabilității, echilibrate împreună în timp real. Țările se re poziționează în cadrul Trilemei Energiei Mondiale, pe măsură ce echilibrul este

supus unei presiuni într-o lume mai fragmentată. Compromisurile se adâncesc, iar marjele de eroare se îngustează. *Deciziile privind ritmul, secvențierea și investițiile au acum consecințe politice, economice și ecologice mai clare.* Întrebarea centrală acum, însă, este mai puțin despre viteză și mai mult despre coerență, dacă fluxurile de energie rămân fiabile, accesibile și productive, pe măsură ce presiunile din partea digitalizării și depoluării se înmulțesc? În întreaga lume, diferențele de acces la energie electrică de bază și pentru preparare hrană se reduc treptat, însă diferențele rămase încă limitează o viață decentă și oportunități economice pentru sute de milioane de oameni din Africa Subsahariană și Asia de Sud-Est. Și noi deficite cresc în toate regiunile, pe măsură ce cererea pentru servicii energetice moderne din ce în ce mai diverse crește mai repede decât se pot extinde sistemele. Aceste vechi lacune și noi deficite se intersectează cu întrebări mai ample legate de pace, prosperitate și sănătate planetară. În acest context, Trilema este mai mult decât un cadru de referință. Este o obligație de leadership de practicat. Modul în care țările și regiunile gestionează compromisurile și sinergiile sistemelor emergente, sau nu, modelează reziliența economică, legitimitatea socială, stabilitatea geopolitică și riscul existențial. Atunci când certitudinea se evaporă, calitatea dialogului de conducere, un proces, nu un panel, devine parte a stabilității sistemului în sine. De mai bine de un secol, Consiliul Mondial al Energiei a deținut spațiul în care „toate interesele energetice” se pot reuni pentru a compara realitățile, a scoate la iveală punctele slabe și a afla despre ce funcționează, sau nu, în diferite locuri. Într-o lume mai contestată și mai zgomotoasă din punct de vedere digital, acest rol de infrastructură a încrederii devine și mai important.

WORLD ENERGY ISSUES MONITOR 2026 se referă direct la tranzițiile energetice, recunoscând că fiecare țară își urmează propria cale de tranziție, modelată de baza sa de resurse, nivelul de dezvoltare, capacitatea instituțională, alegerile politice și prioritățile sociale. Deși toate se confruntă cu provocarea comună de a echilibra securitatea energetică, accesibilitatea și sustenabilitatea mediului, fiecare face acest lucru în cadrul unui set distinct de oportunități și constrângeri. Procesele de tranziție rareori se mișcă în linie dreaptă sau pe o traiectorie previzibilă. Ele se curbează, se opresc, se accelerează și se adaptează. Monitorul surprinde un moment din viața sistemelor energetice mondiale în care impulsul și tensiunea coexistă. Sistemul global se extinde chiar dacă se transformă, modelat din ce în ce mai mult de prioritățile geopolitice

și de mediu, mai degrabă decât de forțe pur economice. Anul 2025 marchează un moment important, la un deceniu de la Acordul de la Paris și la cinci ani distanță de anul de referință ales, anul 2030. Au fost prezentate unele Contribuții Determinate la Nivel Național (NDC 3.0) actualizate, dar ambiția și implementarea colectivă rămân insuficiente pentru a susține o traiectorie de 1,5 °C, iar progresele către Obiectivul de Dezvoltare Durabilă 7 al ONU sunt semnificativ în urma planului.

Așteptările privind credibilitatea livrării sunt în creștere. Există o atenție tot mai mare asupra modului în care procesele de tranziție pot fi realizate sub constrângeri, mai degrabă decât declarate doar în termeni ambițioși. În diferite regiuni, liderii descriu sisteme energetice care se schimbă într-un ritm mai rapid decât pot susține fundamentele lor actuale. Acestea rămân în mișcare, dar sunt acum din ce în ce mai mult modelate de constrângeri mai stricte. Geopolitica apasă puternic asupra investițiilor și cooperării. Presiunile asupra cererii se extind, apărând noi centre de cerere chiar dacă deficitele energetice subestimate persistă în multe locuri. Tensiunea vizibilă din cadrul sistemelor evidențiază necesitatea unui ritm și a unei secvențieri mai deliberate. Istoria sugerează că, atunci când factorii structurali se aliniază, creșterea cererii de energie poate persista timp de decenii. În ultimul secol, expansiunea energetică nu a fost determinată de o singură forță, ci de efectele cumulate ale creșterii populației, veniturilor în creștere și valorilor succesive de adoptare a tehnologiei. Creșterile în eficiență nu au eliminat creșterea. Astăzi, industrializarea, electrificarea utilizatorilor finali, mobilitatea, urbanizarea, digitalizarea și inteligența artificială formează un set similar de forțe cumulate, remodelând cererea de energie electrică chiar și acolo unde creșterea totală a energiei primare se moderează.

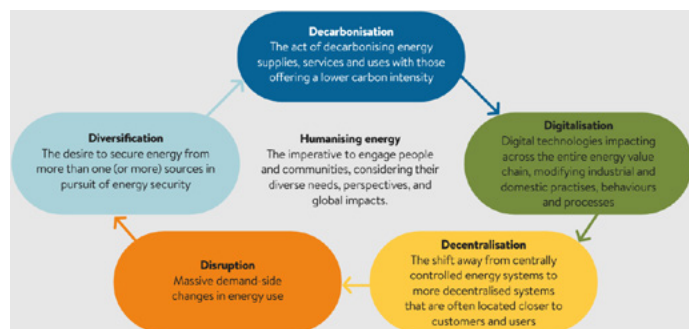


Figura 1- Domeniile cheie ale Issues Monitor 2026
SURSA: World Energy Council

În acest context de sistem în expansiune, energia nu mai este un sector delimitat. Acum se intersectează direct cu securitatea, industria, finanțele, infrastructura digitală și orașele, extinzând limitele sistemului în diferite zone geografice și tehnologii. În acest context, o mentalitate axată pe ofertă nu mai este suficientă: cererea devine rapid una dintre incertitudinile cu cea mai rapidă creștere și rămâne pe scară largă greșit înțeleasă. Anul 2026 marchează, de asemenea, o trecere de la impulsul bazat pe angajamente la livrarea testată prin Trilema Energetică, legând securitatea, accesibilitatea și sustenabilitatea în timp real. Semnalele care apar la nivel mondial sunt:

- **Geopolitica**, care a devenit disruptorul definitoriu. Pacea și stabilitatea se află în fruntea listei globale a incertitudinilor chiar înainte de evoluțiile recente din Orientul Mijlociu și statele din Golf. Presiunea

geopolitică remodelează semnalele de investiții și creează o atmosferă de tensiune continuă, mai degrabă decât șocuri ocazionale.

- **Capacitatea sistemului energetic**, nu ambiția, dă acum ritmul. Liderii se concentrează din ce în ce mai mult pe prevenirea supraîncărcării sistemelor, rețelele, autorizațiile, lanțurile de aprovizionare și capacitatea forței de muncă devenind constrângeri decisive.
- **Cererea de energie**, în continuă creștere, și este interpretată greșit atunci când este redusă la povestea inteligenței artificiale. Industrializarea, electrificarea utilizatorilor finali, mobilitatea, digitalizarea, urbanizarea și inteligența artificială remodelează cererea în paralel. Ca și în epocile trecute de creștere a populației, expansiunea a veniturilor și adoptarea tehnologiei, mai mulți factori structurali se combină, în loc să se înlocuiască unul cu celălalt.
- **Reziliența**, care este testată din interiorul sistemelor. Congestia, restricțiile, prețurile negative și limitele de interconectare evidențiază faptul că sistemele depun eforturi sporite pentru a absorbi efectele transformării rapide.
- **Legitimitatea**, devine o constrângere practică. Costurile în creștere, beneficiile inegale și narațiunile geopolitice acutizează dezbaterile despre cine plătește, cine beneficiază și unde proiectele pot avansa cu încredere.

Împreună, aceste semnale indică atât riscul de stagnare a tranzițiilor, cât și potențialul de inversare a situației acolo unde constrângerile și presiunile politice sunt cele mai acute. Cu toate acestea, investițiile rămân rezistente pe multe piețe, ceea ce arată că, deși presiunile cresc, costurile cresc și curbele de învățare avansează, la fel se întâmplă și cu progresul. Cele cinci domenii cheie familiare rămân prezente, dar echilibrul dintre ele s-a schimbat. Anul acesta, Variațiile bruște (Disruption), atât din punct de vedere al ofertei, cât și al cererii, oferă lentila prin care sunt interpretate celelalte. Presiunile geopolitice, climatice, societale și de infrastructură modelează modul în care se desfășoară Decarbonarea (Decarbonisation), Digitalizarea (Digitalisation), Descentralizarea (Decentralisation) și Diversificarea (Diversification): accelerând unele dintre ele, încetinind altele și creând un impuls inegal între regiuni. Liderii se adaptează la un peisaj în care tranzițiile trebuie ritmate cu mai multă atenție (V.Fig.1). Secvențierea, disciplina de furnizare și semnalizarea credibilă devin din ce în ce mai importante, având în vedere accesibilitatea pentru gospodării, întreprinderi și finanțele publice. Progresul depinde din ce în ce mai mult de capacitatea de a menține coerența sistemelor pe măsură ce presiunile se înmulțesc. Sarcina acum este de a asigura furnizarea în conformitate cu principiile Trilema, menținând securitatea, accesibilitatea și sustenabilitatea în avans, împreună în timp real. Având în vedere că multe investiții în infrastructură critică sunt acum finanțate de sectorul public, influența politică este în creștere, iar finanțele publice sunt mai stricte, adăugând constrângeri suplimentare care pot încetini furnizarea dacă nu sunt gestionate cu atenție. Monitorul Problemelor din 2026 nu prezice rezultatele. Acesta evidențiază tiparele care contează: unde se

acumulează presiune, unde se formează reziliența și unde mediul operațional se schimbă cel mai rapid (V. Fig.2). Aceste tipare îi invită pe lideri să se concentreze asupra condițiilor care modelează tranzițiile, a limitelor care trebuie gestionate și a oportunităților de conectare

care rămân, chiar și într-o lume mai contestată. Acest Monitor al Problemelor este conceput nu pentru a reflecta dezbaterea predominantă, ci pentru a-și perfecționa analiza în vederea navigării într-un mediu operațional mai dificil.

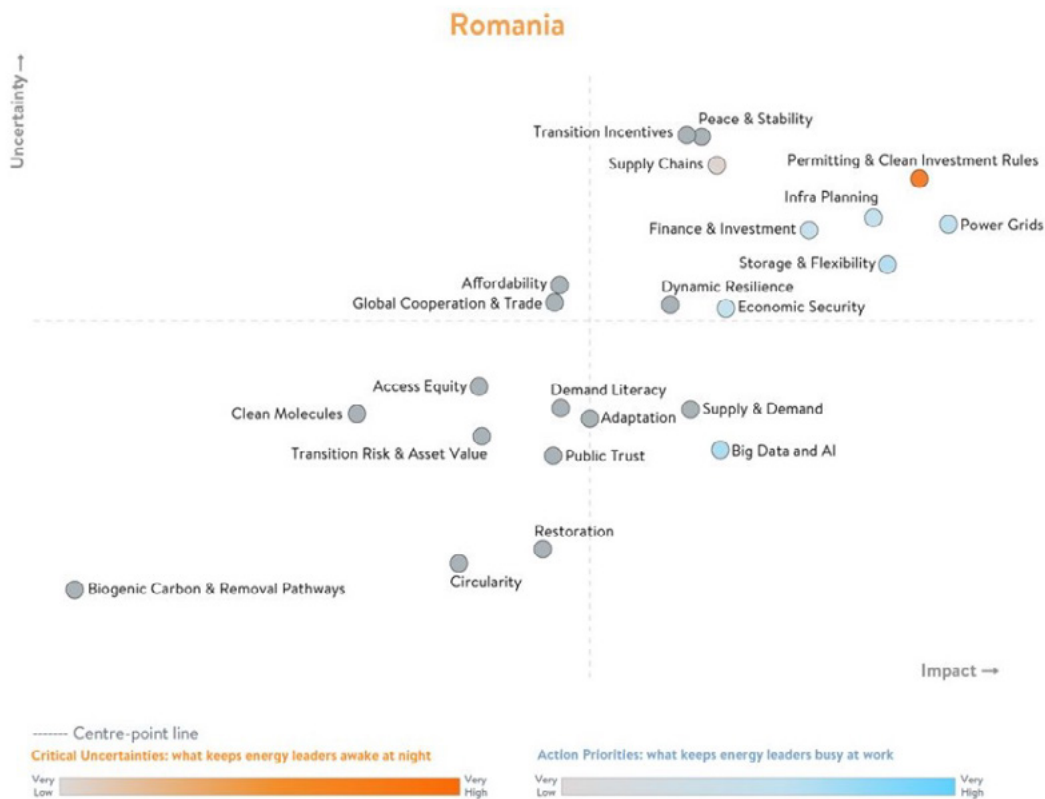


Figura 2- Harta Impactului și Incertitudinii Globale pentru România, 2026
SURSA: World Energy Council

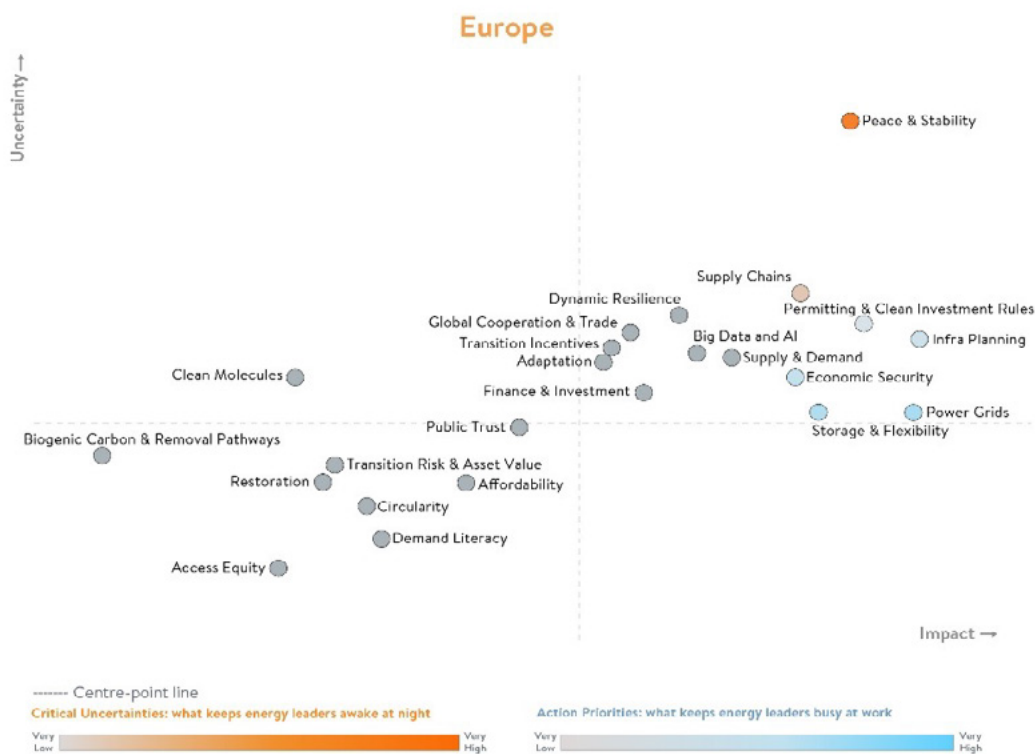


Figura 3- Harta Impactului și Incertitudinii Globale pentru Europa, 2026
SURSA: World Energy Council

Finanțarea CCUS la scară largă

Mobilizarea capitalului privat



<https://www.iea.org/reports/financing-ccus-at-scale>

Captarea, utilizarea și stocarea carbonului (CCUS-carbon capture, utilisation and storage) reprezintă un domeniu important de atenție pentru guverne și finanțatori, deoarece ambele părți caută să echilibreze obiectivele politice și cele de investiții. Deciziile recente privind investițiile financiare în proiecte majore sunt promițătoare într-un sector care câștigă teren, dar succesul său viitor depinde de modele de afaceri viabile și de o alocare eficientă a riscurilor pe întregul lanț valoric.

În acest context, „Financing CCUS at Scale” este cel mai recent raport al IEA despre ce este necesar pentru a trece proiectele CCUS de la faza de proiect la cea de operare. Bazându-se pe interviuri cu experți cu instituții financiare de top, raportul investighează caracteristicile economice și financiare distinctive ale proiectelor CCUS, impactul modelelor de afaceri asupra viabilității comerciale și modul în care proiectele CCUS au fost finanțate până în prezent. Pe baza acestor informații, raportul oferă recomandări specifice pentru factorii de decizie politică cu privire la modul de concepere a cadrului politic, reglementări și scheme de finanțare care pot atrage mai eficient capitalul privat. Valul actual de investiții în captarea, utilizarea și stocarea carbonului este mai amplu și mai divers din punct de vedere geografic ca niciodată. Impulsul capitalului privat care intră în proiecte se reflectă în cele peste 30 de decizii finale de investiții (FID- final investment decisions) care au fost luate doar în ultimii 2 ani, în special în Europa și America de Nord, și în sectoare esențiale, inclusiv transportul și stocarea, industria și energia. Investițiile au crescut de peste 15 ori din anul 2020, ajungând la peste 5 miliarde USD în anul 2025. Rezerva de proiecte aflate în prezent în lucru sugerează că, după ani de adăugiri incrementale de capacitate, capacitatea operațională de captare este estimată să se dubleze aproape până în anul 2030 și chiar mai multe proiecte sunt în faza de planificare.

Aceste evoluții reprezintă etape importante pentru un sector în care proiectele sunt complexe, dificil de finanțat și se confruntă cu riscuri unice. În esență, provocarea pentru CCUS este viabilitatea comercială. Spre deosebire de alte tehnologii de energie curată, CCUS gestionează CO₂, un produs cu o valoare intrinsecă de piață redusă și o cerere individuală limitată. Această constrângere fundamentală este agravată de mai multe riscuri distinctive. Pe măsură ce se dezvoltă noi modele de afaceri în jurul hub-urilor sau serviciilor CCUS, dezvoltatorii de proiecte trebuie să coordoneze instalațiile de captare, infrastructura

de transport și siturile de stocare de-a lungul unui lanț valoric conectat, creând riscuri inter-lanț și relații contractuale complexe. Răspunderea pe termen lung pentru CO₂ stocat ridică întrebări cu privire la modul în care riscurile ar trebui alocate în timp. Deși istoricul operațional este în creștere, cu peste 9.000 km de conducte de CO₂ și peste 70 de instalații de captare la scară largă în funcțiune, unele riscuri, cum ar fi monitorizarea pe termen lung și răspunderea pentru stocarea post-închidere, au precedente limitate în lumea reală. Toți acești factori complică evaluarea riscurilor și finanțarea. Extinderea CCUS va necesita abordări de finanțare care să poată adapta noi structuri de proiect și un set mai larg de finanțatori. Asigurarea faptului că impulsul actual se extinde dincolo de un număr mic de proiecte va necesita sprijin politic care să susțină modele de afaceri viabile. Aproximativ 90% dintre proiectele anunțate pentru anul 2035 nu au ajuns încă la FID, iar o serie de proiecte au fost deja anulate sau retrase din licitațiile guvernamentale din cauza condițiilor incerte de finanțare. Proiectele care vizează eliminarea dioxidului de carbon și producerea de hidrogen cu CCUS, în special, s-au confruntat cu dificultăți în obținerea de acorduri de preluare, ceea ce a dus la anularea proiectelor în multe regiuni. În Danemarca, 80% dintre ofertanții industriali și-au retras propunerile din analiza unei licitații recente, după ce riscurile inter-lanț nu au putut fi gestionate. Având în vedere limitele finanțării guvernamentale, sprijinul trebuie să devină mai țintit pe măsură ce se consolidează istoricul operațional. Finanțarea publică în stadiu incipient rămâne esențială, în special acolo unde investitorii privați nu sunt dispuși să își asume riscuri inedite. Cu toate acestea, în timp, mecanismele de sprijin pot evolua de la granturi directe și finanțare de capital către instrumente de partajare a riscurilor mai concentrate, cum ar fi garanțiile de venituri pe termen lung sau cadrul de răspundere care rămân în bilanțurile publice. Acest lucru ar permite direcționarea finanțării acolo unde este cea mai eficientă. Alocarea riscurilor este, de asemenea, probabil să se schimbe pe măsură ce noi operatori intră în sector și experiența operațională crește. În anumite părți ale lanțului valoric și în anumite jurisdicții, implicarea publicului poate rămâne necesară pentru a susține investițiile, în timp ce în altele, operatorii privați și-ar putea asuma din ce în ce mai mult riscuri operaționale și financiare. Identificarea operatorilor care pot interveni și a condițiilor necesare pentru a le permite să facă acest lucru va fi esențială pentru extinderea implementării CCUS în anii următori. Scalarea CCUS va necesita alinierea modelelor de

afaceri, a cadrului politic și a structurilor financiare. Recomandările de mai jos evidențiază acțiunile pe care guvernele și operatorii financiari le pot întreprinde pentru a consolida bancabilitatea proiectelor, a reduce incertitudinea de-a lungul lanțului valoric și a construi fundația unei piețe sustenabile pentru CCUS:

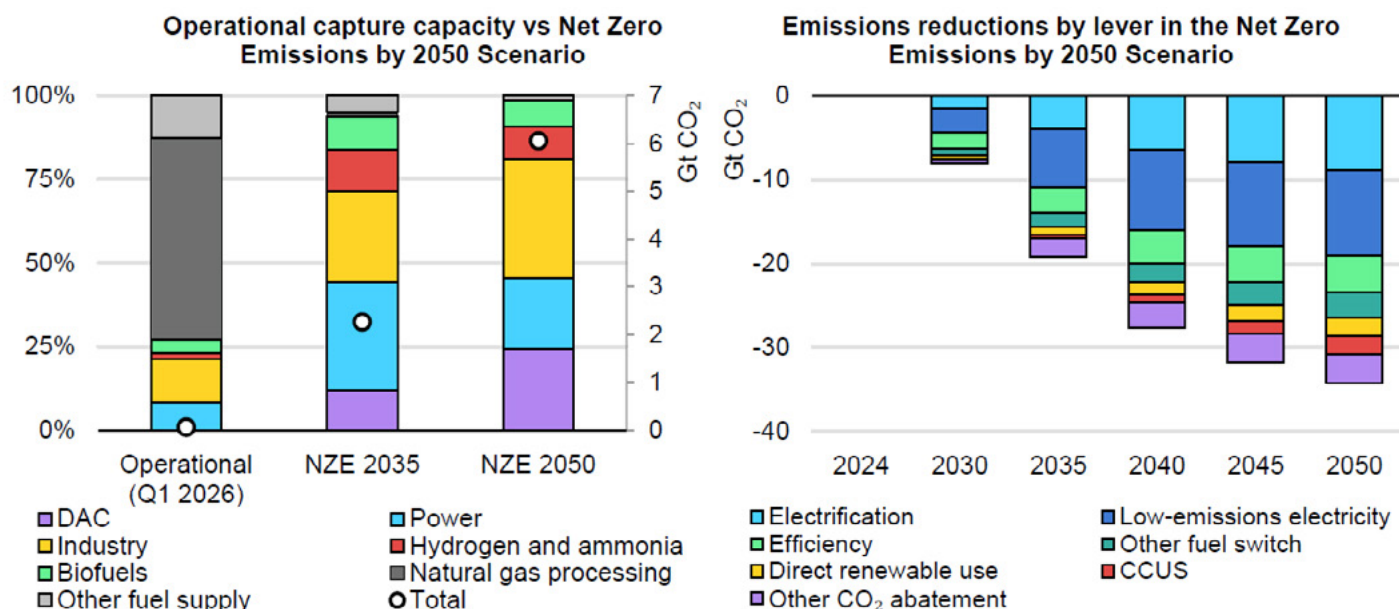
1. Sprijinirea modelelor de afaceri bancabile și a mecanismelor viabile de partajare a riscurilor. Guvernele pot consolida modelele de afaceri prin evaluarea stabilă a prețurilor carbonului, sprijinirea produselor cu emisii reduse și instrumente specifice, cum ar fi contractele pe diferență sau creditele fiscale. Alocarea clară a riscurilor între părțile interesate este esențială; unele riscuri, cum ar fi răspunderea pentru depozitarea pe termen lung, vor necesita probabil garanții publice continue în unele jurisdicții.
2. Asigurarea faptului că sunt adecvate scopului cadrul juridic și de reglementare. Un cadru sustenabil oferă certitudine și claritate în materie de reglementare și trebuie să evolueze odată cu experiența operațională, abordând probleme emergente precum accesul terților, alocarea răspunderilor și interacțiunile pe piața carbonului. Pentru proiectele transfrontieră, alinierea regională privind răspunderea și contabilitatea carbonului va fi importantă.
3. Armonizarea definițiilor și standardelor de-a lungul lanțului valoric. Standardele consecvente, monitorizarea, raportarea, verificarea și contabilizarea carbonului contribuie la construirea unor piețe credibile pentru produsele cu emisii reduse. Specificațiile armonizate privind CO₂ pentru transport și depozitare reduc riscul operațional și îmbunătățesc bancabilitatea.

4. Consolidarea evaluării riscurilor prin partajarea datelor și colaborarea timpurie. Datele operaționale sunt esențiale pentru finanțatori și asigurători, iar partajarea structurată a datelor din proiectele publice poate îmbunătăți transparența. Colaborarea timpurie între dezvoltatori, guverne, finanțatori și asigurători clarifică alocarea riscurilor și sprijină crearea de produse financiare și de asigurări personalizate.

5. Creșterea resurselor de finanțare a dezvoltării pentru a evalua resursele de stocare a CO₂. Cunoștințele limitate despre stocarea geologică limitează implementarea, în special pe piețele emergente, dar caracterizarea amplasamentelor poate fi costisitoare. Băncile multilaterale de dezvoltare, instituțiile de finanțare a dezvoltării și agențiile de credit la export pot oferi sprijin pentru a debloca investițiile private.

6. Recunoașterea CCUS în taxonomiile finanțelor sustenabile și în cadrul de finanțare a tranziției. Acest lucru ar extinde baza de investitori și accesul la instrumente precum obligațiunile verzi și cele legate de sustenabilitate. Criteriile clare de eligibilitate în toate regiunile pot, de asemenea, să sporească credibilitatea și să lărgască accesul la capital, inclusiv transfrontalier.

7. Lecțiile din domeniul energiei din surse regenerabile, al rețelelor electrice și al petrolului și gazelor arată că contractele pe termen lung, randamentele reglementate și sistemele de rezervare a capacității pot oferi certitudinea veniturilor pentru infrastructura mare. Adaptarea acestor abordări la CCUS poate gestiona riscul de volum, poate coordona infrastructura și poate sprijini finanțarea centrelor de transport și depozitare (V. Fig.1).



Figură 1- Rolul captării, utilizării și stocării carbonului pentru anii 2030-2050
SURSA: IEA

Tehnologii noi în sistemul energetic în etapa de tranziție

Sinteza evenimentului Siemens Energy în parteneriat cu CNR-CME din data de 13 martie 2026

Nicolae GOLOVANOV, Consilier CNR-CME

În ziua de 13 martie 2026, la Sinaia a avut loc evenimentul „Tehnologii noi în sistemul energetic în etapa de tranziție”, organizat de CNR-CME în colaborare cu firma SIEMENS ENERGY având ca obiectiv influența noilor realizări în domeniu pentru accelerarea tranziției energetice.

Lucrările conferinței au fost deschise de președintele CNR-CME care a mulțumit firmei SIEMENS ENERGY pentru colaborarea cu CNE-CME dar și pentru realizările în domeniu, cunoscute și apreciate de comunitatea de energeticieni din România. A fost clar definită noțiunea de tranziție energetică și au fost subliniate exigențele „trilemei energiei”, cu referire în special la necesitatea promovării surselor regenerabile de energie pentru asigurarea sustenabilității sistemului energetic.

Au fost prezentate și provocările care trebuie să fie depășite pentru asigurarea succesului acestui demers: tehnice, economice, umane (schimbarea modului de implicare în utilizarea energiei). Desigur că tranziția implică o serie de costuri, care sunt destul de importante și pentru care trebuie asigurate fondurile necesare.

Promovarea surselor regenerabile prin facilități acordate de guvern a avut succes, astfel că în prezent sunt instalate surse regenerabile dispecerizabile cu putere de circa 3300 MW și surse ale utilizatorilor activi (prosumatori) de circa 3000 MW, ceea ce ajunge aproape de puterea instalată în sursele hidroelectrice. Variabilitatea și imprevizibilitatea acestor surse necesită analiza flexibilității sistemelor de producere, participarea utilizatorilor prin prezența unor receptoare controlabile (fără a afecta procesul de producție), dezvoltarea sistemelor de stocare a energiei prin stabilirea unui echilibru optim între producție, utilizare și stocare.

Desigur că investitorii au ca principal obiectiv profitul spre deosebire de politicieni care urmăresc ale obiective dar trebuie găsite soluțiile pentru ca tranziția energetică să se dezvolte cu succes. Se estimează o creștere a necesarului de energie cu circa 3,6% pe an prin electrificarea economiei, apariția centrelor de date, dezvoltarea mobilității electrice, ceea ce va implica dezvoltarea unor noi soluții de producere și utilizare a energiei: utilizarea hidrogenului, rețele inteligente, smart metering, microrețele, comunități energetice, digitalizare, rețele izolate. Problemele privind funcționarea pieței de energie sunt esențiale pentru dezvoltarea sistemului energetic, utilizarea rațională a energiei și asigurarea fondurilor pentru dezvoltare.

Nu trebuie uitate și aspectele sociale și etice privind accesibilitatea la energie.

Moderatorul conferinței din partea CNR-CME a

subliniat importanța colaborării de mai mulți ani cu firma Siemens Energy, ceea ce permite să asigure specialiștilor Români informații privind cele mai noi realizări în domeniu și direcții de dezvoltare a soluțiilor pentru sistemele energetice ale viitorului. De asemenea, arată că subiecte de mare actualitate vor fi dezbătute în cadrul FOREN, SIREN și în conferințele de specialitate organizate de CNR-CME. Vor fi abordate subiecte de interes deosebit pentru energeticienii din România: utilizarea echipamentelor FACTS, problemele legate de flexibilitate, stocarea energiei electrice, controlul inerției în sistemele electroenergetice, eliminarea mediului de izolație cu SF6.

Petru RUȘET, Managing Director al firmei Siemens Energy, ca moderator al conferinței, a prezentat importanța CNR-CME în promovarea tehnologiilor care se dezvoltă în perioada actuală de tranziție energetică și a definit Siemens Energy ca un furnizor de tehnologie care își propune ca în fiecare an să ofere soluții noi, mai eficiente și cu impact mai redus asupra mediului ambiant.

O atenție deosebită a suscitat lucrarea privind aspectele de viitor ale rețelelor electrice, în care unul dintre cei mai apreciați specialiști ai firmei Siemens Energy a prezentat importanța noilor soluții utilizând electronica de putere pentru funcționarea optimă a sistemului energetic. Au fost analizate soluțiile de tip FACTS în care s-a pus accentul pe utilizarea soluțiilor SVC Plus GFM „grid forming” pentru limitarea RoCoF, realizarea inerției artificiale și atenuarea oscilațiilor subsincrone interzonale. Aceste echipamente pot avea un rol important în creșterea ponderii surselor regenerabile de energie.

În cazul sistemelor „slabe” implementarea sistemelor FACTS permite controlul evenimentelor, trecerea mai sigură peste golurile de tensiune (LVRT) și posibilitatea unei restaurări mai rapide după blackout.

Echipamentele de tip SVC plus FS (frequency stabilizer) dotate cu un supercondensator au caracteristici similare cu mașinile sincrone asigurând inerția artificială necesară în cazul unor evenimente din sistem.

Controlul fluxurilor de putere pe linii folosind un echipament de tipul CCSC (converter controlled series capacitors) dotat cu un echipament SVC Plus permite controlul circulației de putere cu încărcarea optimă a liniilor funcționând în paralel, în cazul unui defect pe una dintre linii.

Controlul circulației de putere reactivă și controlul calității energiei electrice în sistemul de transport al României

a impus analiza implementării de echipamente de tip FACTS la stațiile Sibiu Sud și Bradu și respectiv la stațiile Roșiori, Suceava și Gutinaș. Au fost puse în evidență atât beneficiile tehnice dar și cele economice. Pe baza analizelor de sistem a fost propusă dezvoltarea unei instalații de 150 MVar la Mostiștea, în soluție stație digitală.

Hexafluorura de Sulf (SF₆), considerată mult timp ca soluția ideală pentru izolația echipamentelor de înaltă tensiune și larg întâlnită în rețelele de înaltă tensiune, s-a dovedit a fi inacceptabilă din punct de vedere al mediului ambiant, astfel că în prezent cercetările în domeniu sunt direcționate spre folosirea unui mediu de izolație bazat pe aer tehnic (80% N₂ și 20% O₂). Sunt deja realizări implementate în practică care fac tranziția de la SF₆ la noua formulă a gazului izolant, având în vedere faptul că din anul 2032 nu mai este admisă utilizarea SF₆.

Sunt în curs studii pentru dezvoltarea echipamentelor pentru 400 kV tensiune alternativă și pentru echipamente de tensiune continuă.

Creșterea ponderii surselor regenerabile, variabile și imprevizibile, dar și apariția unor utilizatori cu variații mari ale sarcinii a adus în fața specialiștilor analiza problemelor de flexibilitate, atât la nivelul rețelei cât și la nivel de sistem.

Acțiunile de descentalizare, dezvoltarea Demand Response (răspuns la cerere) la utilizatori, echiparea convertoarelor de interfață cu sisteme grid forming, controlul surselor de producție precum și utilizarea instalațiilor de stocare a energiei electrice, împreună cu sistemul informatic necesar pot să ofere soluții pentru menținerea echilibrului în sistemul energetic. Colaborarea dintre operatorul de transport și sistem și operatorii de distribuție este esențială pentru acoperirea, în orice moment și în orice condiții, a sarcinii din sistem. Apare necesară investirea operatorilor de distribuție cu sarcini legate de conducerea sistemului.

Producătorii de tip B, C și D trebuie să fie de tip grid forming, urmând ca dotarea producătorilor de tip A să fie analizată în funcție de condițiile locale. În orice caz, fiecare utilizator activ (prosumator) trebuie să aibă un circuit sigur de comunicație cu operatorul de distribuție.

La nivelul de sistem și la nivelul de rețea trebuie stabilit necesarul de flexibilitate, urmând a dezvolta în viitor o piață de flexibilitate.

Un rol important în asigurarea condițiilor de revenire după un eveniment îl are cunoașterea și controlul inerției electrice a sistemului. Deoarece reglajul pentru stabilizarea frecvenței RSF (reglaj primar) este prea lent pentru a răspunde la viteza actuală de desfășurare a evenimentelor din rețea, rolul energiei stocate în baterii de acumuloare devine esențial.

Inerția necesară pentru sistem poate fi procurată de pe piață, de la Operatorul de transport și sistem precum și de la toți utilizatorii.

Desigur că în perioada de tranziție cercetarea științifică are un rol important în rezolvarea unor probleme actuale dar și pregătirea de soluții pentru dezvoltarea. În acest sens, cercetarea la nivel universitar include un spectru larg de subiecte care se referă în special la creșterea eficienței în utilizarea energiei: dezvoltarea clădirilor inteligente, a sistemelor de management, pregătirea personalului de lucru, realizarea de audituri energetice

în industrie, promovarea soluțiilor eficiente energetic (pompe aer-apă), conceperea unui pilot demonstrativ. Dezvoltarea start-upului Renergia este un pas important în implicarea învățământului de specialitate în abordarea și elaborarea de soluții pentru dezvoltarea sistemului energetic.

Membrii mediului academic pot avea contribuții importante la dezvoltarea și coordonarea platformelor de date și aplicarea inteligenței artificiale pentru procesarea acestora. Dezvoltarea centrelor de date necesită pregătirea unor specialiști de înalt nivel cu cunoștințe profunde de prelucrare de date dar și cu ample cunoștințe de specialitate.

Prezentările din cadrul conferinței și amplele discuții pe marginea temelor prezentate au suscitat un larg interes din partea participanților care au apreciat importanța problemelor analizate, soluțiile propuse pentru tranziția energetică și evaluarea viitorului sistemului energetic.

Un aport important la lucrările conferinței l-au adus specialiștii ai firmei SIEMENS ENERGY care au prezentat unele realizări recente ale firmei privind soluții noi pentru dezvoltarea sistemului energetic, în condițiile noilor exigențe privind calitatea energiei furnizată utilizatorilor și limitarea impactului instalațiilor energetice asupra mediului ambiant.

De asemenea, la conferință au participat specialiști din cadrul operatorilor de transport și de distribuție, operatori în domeniul surselor regenerabile și reprezentanți ai mediului academic.

Moderatorii conferinței au prezentat câteva concluzii importante privind temele abordate:

- în prezent s-a dezvoltat o tehnologie specifică, există cunoștințele necesare dar trebuie pus accentul în continuare pe pregătirea de specialiști în domeniu;
- subiecte privind cunoașterea și promovarea soluțiilor noi aplicabile în sistemul energetic actual vor fi abordate și analizate și în cadrul FOREN care se va desfășura în zilele de 14-17 iunie 2026 la Neptun;
- multitudinea problemelor legate de dezvoltarea sistemului energetic necesită o largă mobilizare a tuturor specialiștilor din domeniul cercetării științifice. Apare necesară revitalizarea cercetării științifice în domeniu pentru a nu rămâne doar importatori de tehnologie;
- reglementatorul are un rol important în asigurarea condițiilor pentru o tranziție energetică de succes. Sunt necesare reglementări privind:
 - procurarea inerției necesară funcționării sistemului;
 - definirea operatorului de rețea ca operator de distribuție și cu funcții de sistem;
 - dezvoltarea operatorilor de flexibilitate;
- este necesară asigurarea unei colaborări eficiente între DSO și TSO;
- adoptarea de măsuri privind înlocuirea SF₆ ca mediu de izolație în energetică;
- promovarea studiilor privind utilizarea hidrogenului ca mediu de stocare și pentru utilizare în centrale electrice

Marcând acest moment. Privind împreună spre viitor

Mesajul Dr. Angelei WILKINSON

Secretar General și CEO, Consiliul Mondial al Energiei

Vă mulțumim pentru mesajele puternice și pozitive care au urmat deciziei comune, împreună cu gazda, de a muta Congresul Mondial al Energiei în perioada 26-29 aprilie 2027.

Această veste este recunoscută ca fiind o decizie sensibilă, oportună și proactivă și asigură poziția Congresului ca spațiul nostru pentru a convoca cea mai incluzivă și intergenerațională comunitate de lideri energetici din lume.

Întâlnirea momentului prezent

Este ușor să te simți copleșit de evenimentele actuale. Și totuși, exact în momente ca acestea contează cel mai mult conducerea din domeniul energetic la nivel mondial.

Sistemul energetic mondial este supus unei presiuni severe. Se pierd vieți omenești. Infrastructura este distrusă. Impacturile imediate și vizibile sunt tragice. Impacturile mai puțin vizibile, asupra alimentelor, sănătății și sistemelor mai largi, se vor resimți în toate regiunile, în anii următori.

Acesta este un moment pentru a conduce cu claritate colectivă și cu un scop comun. Rolul nostru este să menținem atenția asupra a ceea ce este important, schimbările structurale mai profunde care modelează un sistem energetic mondial mai fragmentat și polarizat, fragil și tensionat.

Vă mulțumim că ați folosit Monitorul Problemelor Energetice Mondiale 2026 pentru a deschide spațiu pentru un dialog sincer despre trecerea către geopolitică în detrimentul economiei. Lucrăm pentru a împărtăși ceea ce învățăm în întreaga rețea. Ceea ce auzim este clar:

- Tot mai multe țări, companii și comunități recunosc că este esențial să gestioneze împreună securitatea energetică, accesibilitatea și sustenabilitatea, anume Trilema Energiei Mondiale.
- Dar acest lucru nu este ușor și, pe măsură ce tranzițiile energetice depășesc alegerile ușoare de a adăuga mai multă surse regenerabile de energie în sistemele de gestionare și integrare.

Mulți se luptă să reechilibreze prioritățile în condiții de constrângeri naționale și regionale foarte diferite, pe măsură ce sistemul în sine se schimbă mai rapid și mai fundamental:

- Electrificarea se accelerează, dar ideea unei „lumi complet electrice” este încă departe de realitate.
- Energia și inteligența artificială împreună determină

noi niveluri de cerere de energie și putere dincolo de designul actual al rețelei.

- Interoperabilitatea între sistemele energetice și interconversia transportatorilor de combustibil/ energie devin esențiale iar coerența contează mai mult decât viteza.
- Accesibilitatea rămâne dimensiunea cea mai dificilă și mai puțin înțeleasă, unde cele mai dificile alegeri au cele mai slabe voci.

Nu este momentul să facem un pas înapoi. Este un moment să facem un pas înainte, să reechilibrăm poziția de lider mondial în domeniul energiei și să reîmprospătăm abordarea Trilemma ca o disciplină de leadership de practicat, nu doar ca un cadru de măsurat.

Vom continua să ne îndeplinim prioritățile principale pentru anul 2026:

- Consolidarea comunității;
- Co-crearea unui program de succes al Congresului;
- Modelarea Consiliului pentru viitor.

Vom continua să construim impuls pe Drumul spre Riyadh. Ambițiile noastre pentru Congresul Mondial al Energiei rămân neschimbate:

- un eveniment excepțional, un sentiment mai puternic de apartenență și o platformă pentru impact pe termen lung.

În același timp, rămânem conștienți de incertitudine. Dezescaladarea este pe primul loc

Energia stă la baza tuturor lucrurilor, viața de zi cu zi, economiile, securitatea comună. Când sistemele energetice sunt supuse stresului, instabilitatea se răspândește și este dăunătoare pentru toți. Când energia eșuează, totul eșuează.

Energia este prea importantă pentru societăți pentru a fi idealizată, politizată sau transformată într-o armă. Reechilibrarea este sarcina centrală a conducerii. Nicio țară, companie sau comunitate nu poate înțelege sau gestiona sistemul energetic mondial singură.

În toate regiunile, liderii fac compromisuri în timp real între securitate, accesibilitate și sustenabilitate, sub constrângeri reale. Aceasta nu este teorie. Este practică. Trilema Energiei Mondiale este în tranziție. Compromisurile nu dispar, ele se schimbă și se accentuează pe măsură ce electrificarea se intensifică.

Acum este momentul să practicăm reechilibrarea și să

Împărtășim ce funcționează și ce nu.

Acum este cel mai bun moment pentru noi toți să practicăm dialogul privind reechilibrarea energetică, la nivel național, regional și global, și să împărtășim ceea ce învățăm.

Navigarea este necesară.

Amplourea, viteza și complexitatea sistemului energetic mondial de astăzi depășesc modelele de planificare. Viitorul nu este ceva ce așteptăm, deja remodelează sistemul. Noi posibilități apar, alături de noi șocuri și o nouă concurență. Nicio țară, companie sau comunitate nu poate conduce sistemul singură. În întreaga comunitate energetică mondială, membrii lucrează deja la noi direcții viitoare:

- Electrificare.
- Intensificare.
- Circularitate materială.
- Acces productiv.
- Regândirea rezilienței.

Așadar, întrebarea pe care trebuie să ne-o punem este:

Suntem dispuși să co-creăm o Busolă Energetică Mondială, pentru a ghida conducerea către următoarea fază în abundența energetică pentru prosperitate și atenție directă către noi compromisuri și sinergii, de exemplu, reziliența sistemului, competitivitatea industrială, depoluarea mai profundă?

Mutarea datelor în aprilie 2027 ne oferă ceva valoros: timp pentru a consolida ceea ce contează cel mai mult. În toate regiunile, conducerea energetică mondială reunește diferite nevoi și interese:

- Inițiativele World Energy Women la nivel global, de la „Letters of Light” din Chile, la ambasadoarele Femeilor în Energie din Franța și inspiratoarea serie de conversații World Energy Women din Italia.
- Podurile Energetice Mondiale din Franța.
- Convocarea New World Energy Impact în Turcia.
- Regândirea Rezilienței, dialoguri de perspectivă facilitate de Jeroen van der Veer și Philip Joubert.
- Lansarea Monitorului Problemelor Energetice Mondiale de către CEC în China.
- Patronul nostru, GE Vernova, care ne susține, stârnește interesul în jurul resetării nivelului de bază al accesului.
- Participarea Comitetului Membru al Arabiei Saudite la mai multe evenimente europene și asiatice care promovează Congresul.
- Primirea călduroasă a noului nostru președinte al Consiliului de Administrație FEL și a președintelui Comitetului Membru din SUA

Acestea nu sunt activități izolate. Sunt semnale ale unei strategii vii, distribuite, o comunitate în mișcare.

Acesta este Consiliul la apogeul său: conectându-se, experimentând, învățând în timp real. Modelând ceea ce urmează, împreună.

O cale simplă înainte:

Un salt:

- Exersați reechilibrarea și recuperarea Trilemei Energetice Mondiale ca disciplină de leadership.

O trecere rapidă:

- Reîmprospătați dimensiunile Trilemei Energiei Mondiale prin dialog, pe măsură ce compromisurile se schimbă și se accentuează.

O trecere rapidă:

- Folosiți darul timpului pentru a construi un impuls și mai mare către Congres, oferind un moment excepțional și un impact de durată.

Împreună, reînnoim spiritul de lider mondial în domeniul energiei.

Împreună, consolidăm alfabetizarea energetică într-o lume mai complexă.

Împreună, creăm un spațiu în care se întâlnesc perspective diverse, ies la iveală compromisuri mai dificile și se pot lua decizii mai bune.

Cum să vă implicați:

- Conducerea dumneavoastră contează.

Ajustăm planurile de bază și clarificăm un nou calendar al punctelor de contact, astfel încât să puteți:

- Activa dialogurile Comitetului Membrilor și planurile de delegare;
- Alătura convocărilor Drumul spre Riyadh;
- Contribui la revizuirea strategiei condusă de Consiliul de Administrație;
- Implica în reîmprospătarea Trilemei Energiei Mondiale și co-crearea Compass.

Vă rugăm să căutați informații suplimentare despre programarea evenimentelor de la echipa de membri în următoarele săptămâni.

Vă rugăm să continuați să profitați de oportunitatea punctelor de contact existente, inclusiv Dialogurile Executive planificate pentru săptămâna viitoare, Schimburile Regionale de Leadership în aprilie/mai, următoarea Conectare Globală în iunie și să fiți prezenți oriunde puteți.

Să folosim acest moment în mod pozitiv:

- pentru a dezescalada,
- pentru a ne reechilibra,
- pentru a naviga înainte.

Împreună lucrăm spiritul reînnoit al comunității mondiale de lideri energetici de 100 de ani și al următorului secol de energie pentru impact.

Participarea FEL România la conferința Smart Cities Moldova 2026

În perioada 2-3 aprilie, la invitația Asociației Smart Cities Moldova, FEL România a participat la conferința Smart Cities Moldova 2026, desfășurată la Moldexpo, Chișinău. Organizația a fost reprezentată de Ana Caldare (Community Manager), Raluca Andronoiu (Marketing and Communication Manager) și Livia Marica (Membru FEL) la acest eveniment dedicat inovării și dezvoltării durabile în regiune, care a servit drept un hub regional de prim rang, reunind peste 50 de vorbitori distinși și mai mult de 150 de participanți din sectoarele diplomatic, politic, infrastructură, energie și privat.



În cadrul panelului „Smart Energy: Cities, Transition & The Next Generation”, Ana Caldare a prezentat FEL România ca un model de bune practici. Ea a explicat modul în care inițiativele strategice abilitază următoarea generație de profesioniști în energie, asigurându-se că vocile tinerilor sunt auzite în procesele de luare a deciziilor și joacă un rol central în accelerarea tranziției către sisteme energetice durabile. Sesiunea, moderată de Lilia Curchi, a reunit experți precum Carolina Novac de la Ministerul Energiei din Moldova, Marcela Lefter (Președinta Women in Energy Moldova), Andrei Petru (Director de Dezvoltare la DEKRA România) și Sergiu Petrea (Director General al Premier Energy Distribution) pentru a explora integrarea surselor regenerabile în peisajele urbane moderne. Panelul s-a încheiat cu o alocuțiune a E.S. Cristian Turcanu, Ambasadorul României în Republica Moldova, care a subliniat importanța cooperării regionale și a transferului de expertiză românească pentru a sprijini modernizarea Moldovei pe parcursul său european.

Dincolo de sesiunile oficiale, echipa FEL România s-a implicat în două zile de networking intensiv cu tineri profesioniști prezenți la expoziția Moldexpo. Au fost schimbate idei privind formarea unui grup de lucru informal pentru a implica tinerii profesioniști moldoveni în activitățile din București. În acest context, am avut discuții productive cu Alexandra Capcelea de la Ministerul Energiei și Iaroslav Păun de la CNED Moldova, ambii exprimându-și un interes puternic pentru colaborarea cu comunitatea.



De asemenea, au fost schimbate idei cu Marcela Lefter, Președinta Women in Energy Moldova și Co-fondatoare SEDERA. Au fost împărtășite perspective despre proiectele emblematiche, inclusiv GALA Women in Energy și Programul de Mentorat „Women for Women”, și au fost explorate modalități de colaborare și sprijinire a creșterii profesionale a femeilor din sectorul energetic.

Mai mult, evenimentul a fost o oportunitate excelentă de a interacționa și cu reprezentanți ai companiilor românești, inclusiv Ionuț Muntean (CEO al DEKRA România) și Andrei Petru (Director de Dezvoltare). Aceștia au lansat invitația de a vizita sediul lor din București, iar în prezent se ia în considerare organizarea următoarei Adunări Generale la biroul lor.

Prezența la Chișinău reconfirmă un angajament puternic față de colaborarea regională. Prin proiecte, se continuă construirea unor conexiuni valoroase cu parteneri cheie, inclusiv Ministerul Energiei al Republicii Moldova, Smart Cities Moldova și Women in Energy Moldova.

Redacția

SENIORII ENERGIEI - DIALOGURI DE SUFLET

Interviu cu dl Gheorghe Paraschiv - specialist hidroenergetician

Elena RATCU, Consilier CNR-CME



Într-un dialog cald, în care a pus mult suflet și pasiune, dl Gheorghe Paraschiv, fost director al Uzinei Hidroelectrice „Dorin Pavel” (Lotru-Ciunget), mi-a povestit despre începuturile carierei, când nici nu visa că viața avea să-l ducă pe meleaguri vâlcene, despre munca și eforturile sale, conjugate cu ale celor care au contribuit la construcția și funcționarea hidrocenralei, despre volumele imense de lucrări, în condiții extrem de dificile de izolare, altitudine și acces, despre reușitele și momentele de cumpănă, despre oamenii, familia și copiii săi. Poate n-a fost chiar întâmplătoare coincidența anului în care s-a născut dl Paraschiv cu cel al începerii lucrărilor pentru hidrocentrala Lotru-Ciunget. Cred că până și ursitoarele au observat acest lucru și i-au urat ca destinul carierei sale să fie cumva îngemănat cu acest amplu proiect hidroenergetic în care, timp de 35 de ani, dl Paraschiv a pus cea mai mare parte din munca și priceperea de care este capabil. „Am muncit mult, dar cu folos, iar eu și toți oamenii care am participat la lucrări am lăsat acolo o părticică din sufletul nostru. Meseria de hidroenergetician este frumoasă, eu am fost unul dintre fericiții care am avut parte de ea și n-aș fi niciodată în stare să fac altă meserie”, mi-a spus printre altele dl Paraschiv, vădit emoționat.

DI Gheorghe Paraschiv, absolvent al Institutului Politehnic București-secția Hidroenergetică, promoția 1989, și-a început activitatea ca inginer la exploatare în cadrul SH Râmnicu Vâlcea (1989-1993), după care a fost inspector securitatea muncii la UHE Lotru-Ciunget (1994-1995) și șef Secție Exploatare Ciunget (1995-1998). Între 1998-2008 a fost inginer șef UHE Lotru-Ciunget, iar în perioada 2008-2009 a deținut funcția de director tehnic la SH Râmnicu Vâlcea și apoi, pentru o perioadă, director general SC Hidroserv SA. Între 2009-2024 a fost director al Uzinei Hidroelectrice Lotru-Ciunget și inginer șef Uzină până la retragerea din activitate, în noiembrie 2024.

Domnule Paraschiv, de 35 de ani, numele dumneavoastră este cumva îngemănat cu cel al Hidrocentralei Lotru-Ciunget. Ați ajuns la hidrocentrală în 1989 când aveți 25 de ani, gândind că veți rămâne acolo doar trei ani și acolo ați rămas până în 2024. Este considerată o adevărată bijuterie inginerască și unică în România. Cui aparține ideea amenajării acestei centrale și cum a fost gândită?

Centrala Lotru-Ciunget este cea mai mare și mai complexă hidrocentrală de pe râurile interioare din România. Este o adevărată capodoperă inginerască din inima Munților Parâng, pe râul Lotru din Județul Vâlcea. Pusă în funcțiune în 1972 și construită într-un masiv muntos abrupt, centrala folosește diferențele mari de nivel pentru transformarea energiei potențiale a apei într-o mare cantitate de electricitate. Se alimentează din lacul de acumulare Vidra, situat la aproape 1300 de metri altitudine și este denumită „comoara din adâncuri”, pentru că se află la 350 de metri sub munte și la 140 metri sub albia râului Latorița. Ideea amenajării îi aparține lui Dorin Pavel, părintele hidroenergeticii românești, care, în anul 1933, a publicat lucrarea „Plan general de amenajare a forțelor hidraulice în România”, una dintre primele și cele mai importante lucrări de sinteză privind amenajarea hidroenergetică a țării. Volumul inventariază potențialul hidroenergetic al României și include scheme, proiecte, date tehnice pentru 567 de uzine pe principalele râuri

ale țării, printre care și dezvoltarea Râului Lotru. Ceea ce s-a realizat ulterior, începând cu anii 1964, anul de început al amenajării Lotrului, nu mai este pe soluția profesorului Dorin Pavel, deși unele dintre ideile lui se regăsesc în schema finală de exploatare. El prevedea șapte hidrocentrale pe cursul râului, cu căderi nu prea mari, dar evoluția tehnologică ulterioară a permis și realizarea unei conducte forțate de mare înălțime. Condițiile geografice și de amplasament de pe Valea Lotrului au favorizat construcția acestei centrale hidroelectrice de mare putere în zona Ciunget, care are cea mai mare cădere din România, de 809 metri. Experiențele anterioare în domeniu, prin realizarea celor de la Bicaz și Vidrar, au permis inițierea amenajării hidroenergetice Lotru, în anul 1966. Întreaga schemă de amenajare a Lotrului a început prin 1964, odată cu prospecțiunile geologice și studiile de teren. La vremea respectivă, era unică în Europa, ca soluții și gândire. Obiectivul proiectului era suplimentarea aportului de apă care venea în lacul principal Vidra. Barajul se află la o altitudine de aproape 1300 metri, unde Lotrul natural putea aduce apă în debite medii de 4,3 m³/s, în timp ce această nouă centrală consuma 80 m³/s pentru puterea nominală. Pentru suplimentarea aportului de apă s-a realizat o rețea complexă de captări și aducțiuni secundare.

Ce înseamnă captare secundară?

O captare secundară este o construcție hidrotehnică

simplă, un mic baraj transversal, pe valea unui pâraias, care permite colectarea apei și dirijarea ei prin galeriile subterane, gravitațional către lacurile din amenajarea Lotru. Acest fapt permite, pe de-o parte, concentrarea de debite, constând în suplimentarea cu 75% a debitului afluent natural al Lotrului în acumularea principală Vidra cu debitele captate din cele patru bazine hidrografice învecinate (Jieț, Olteț, Sadu și Lotrioara), pe de altă parte, concentrarea de căderi, prin pomparea în lacul Vidra a debitelor captate în acumulările Petrimanu, Jidoaia și Lotru-Aval (reprezentând 50% din debitul afluent în lacul Vidra) și valorificarea energetică superioară a acestora în CHE Lotru-Ciunget. Apele lacului Vidra, colectate din zeci de pâraie montane, ajung la Ciunget printr-o aducțiune principală și o conducta forțată, ceea ce creează cea mai mare cădere de apă utilizată hidroenergetic în România. Acest avantaj natural transformă hidrocentrala într-un furnizor esențial de energie. Amenajarea Lotru are în total 186 km de galerii subterane, inclusiv cele două centrale în aval de Ciunget, Malaia și Brădișor, plus trei stații de pompare. Acești 186 km înseamnă exact distanța de la Vâlcea la București (zâmbește).

Fantastic! Cum pot fi parcurse aceste galerii subterane?

Sunt mai multe categorii de galerii. Sunt cele legate de captările secundare, care sunt permanente cu apă și unde, cam o dată la 10 ani se fac controale pentru verificarea stării tehnice. Am făcut sute de kilometri prin aceste galerii. În timpul verificărilor galeriile se scot de sub presiune și se pun la uscat. Apoi, este axul hidraulic principal, așa cum se spune în termeni hidroenergetici, care pleacă de la baraj prin aducțiunea principală și prin conducta forțată, ajunge la centrală, evacuează apa din centrală prin galeria de fugă în lacul din aval și în care se fac controale periodice. Uvrajul cel mai dificil de controlat, este conducta forțată cu o cădere de 809 de metri și o lungime de 1270 metri, unde s-a apelat la echipe de alpiști care, cu aparatură modernă, pot intra, fotografia și filma, ca să ne indice eventualele probleme prin instalații.



În ce constă unicitatea hidrocentralei?

Unicitatea amenajării hidroenergetice Lotru-Ciunget constă din mai mulți factori. În primul rând, a constituit

o noutate în plan european și chiar mondial, cu cele 82 de captări secundare și 150 km de aducțiuni secundare care aduc un aport gravitațional și prin pompaj la debitul din Vidra. În al doilea rând, centrala funcționează cu trei turbine Pelton de mare putere, care asigură o capacitate instalată totală de 510 MW. Această performanță, ca și complexitatea schemei de amenajare pune Lotru-Ciunget în topul celor mai importante centrale hidroelectrice din sud-estul Europei. În al treilea rând, centrala este destinată asigurării siguranței și securității Sistemului Energetic Național, fiind astfel proiectată, încât serviciile de sistem să poată intra în funcțiune în 4-5 minute în situațiile de criză ale SEN, când nevoia de electricitate este mare, contribuind astfel la reglarea puterii și a frecvenței.

„Un specialist bun se formează în timp și în miezul problemelor”

Cum și ce era la Lotru când ați ajuns acolo?

Primul grup de producere, adică primul hidroagregat a fost pus în funcțiune în decembrie 1972, iar celelalte două au urmat în 1973 și 1975, moment în care centrala a mers la capacitate. Ultimul obiectiv major de investiții de la Lotru, centrala de la Brădișor, s-a finalizat în 1982. Când eu am ajuns acolo, totul era construit și funcțional. Primul lucru pe care l-am făcut a fost să citesc mult, să învăț și partea practică a lucrurilor, pentru că facultatea îți asigură baza de cunoștințe, dar tu trebuie să știi cum să le corelezi cu ceea ce este în jurul tau. În prima perioadă mi-am desfășurat activitatea în centrala subterană, baraj Vidra, și la stațiile de pompe, iar contextul mi-a permis să mă instruiesc astfel încât, după trei ani chiar puteam să-mi asum responsabilități importante și directe. Deci, perioada asta de trei ani gândită pentru stagiatură era importantă că în felul acesta te familiarizai cu noul loc de muncă, cu activitățile și cu oamenii. Un specialist bun se formează în timp și în miezul problemelor. Asta ne-a învățat și profesorul Constantin Isbășoiu, care mergea mereu cu noi în perioadele de practică de vară la diverse obiective hidroenergetice de la Râul Mare Retezat ori Bistrița și căruia i-am purtat o mare dragoste. Una e să îți se povestească cum se face o turbină, cum se mișcă apa, cum se face energie și alta e când vezi cu ochii tăi tot ansamblul ăsta al turbinei, lagărele la care trebuie să umbli și diverse alte chestiuni.

Vă propun să umărim parcursul dumnevoastră profesional în paralel cu dezvoltarea Hidrocentralei Lotru-Ciunget. În anul 1964, anul în care v-ați născut, tocmai se începeau lucrările pentru amenajarea hidroenergetică a râului Lotru. Coincidența aceasta cred că au observat-o și ursitoarele, care, poate v-au urât ca destinul carierei dumnevoastră să fie într-un fel îngemănat cu acest amplu proiect hidrotehnic. Ce părere aveți?

Formidabil! Pe cuvântul meu dacă nu mă surprindeți cu aceasta întrebare. Nu știu cum v-a venit, dar așa gândesc și eu de mult ori. Trăind la Lotru atâta timp, în sinea mea mă tot întrebam cum de am ajuns eu aici? Mi-am dat seama că nu a fost ceva întâmplător. Nu știu dacă a fost soarta ori altceva, dar eu, copil născut și crescut într-o margine de sat din Câmpia Română, de

unde vedeam linia orizontului, să ajung să lucrez într-o hidrocentrală, la peste 200 km distanță de originea mea, m-a pus pe gânduri. De multe ori mi-am spus și eu că, pesemne, la naștere ursitoarele mi-or fi zis: „măi, locul tău va fi departe de aici, acolo unde acum începe o mare lucrare” (zâmbeste). Plecând din satul meu, Bucinișu-Olt, am făcut liceul la Caracal. Când a fost să merg la facultate, nu prea știam ce să aleg, dar am venit la București, am văzut că la Energetică erau 200 locuri și am dat examen acolo, gândind că fiind locuri mai multe, poate am șanse mai mari să intru. Am intrat al 10-lea pe listă, de am rămas și eu surprins de această performanță (râde amuzat). În anul III am ales ca specialitate, Hidroenergetica. Nici acolo n-aș putea spune că m-am dus călăuzit de frumusețea meseriei de hidroenergetician, ci a fost o alegere aleatorie, dar parcă dirijat de o forță nevăzută, de acolo de Sus. Înainte să termin facultatea m-am căsătorit, iar când se făceau repartițiile în producție în ordinea mediilor și a priorităților, eu cu soția, colegi fiind, am ales Hațeg, la Râul Mare- Retezat, fiindcă prin anul III făcusem practica acolo și măcar cunoșteam locul. Numai că Hațegul a fost luat de niște colegi de la Timișoara care aveau buletinul de domiciliu din zonă și, ca un făcut, nouă ne-a rămas Lotru. Nu auziserăm mare lucru despre el și nici n-aveam habar unde este, dar așa am ajuns amândoi în Lotru.

Ați lucrat împreună?

Da, la aceeași firmă, dar în locuri de muncă diferite. Timp de 12 ani am stat împreună în colonia din Ciunget. Acolo s-au născut cele două fete ale noastre și acolo a fost cea mai frumoasă perioadă din viață pentru că eram împreună, iar natura era superbă, deși în perioada de început erau greutăți multe, fără comunicații, fără magazine alimentare. Nouă, stagiatorilor, ni se alocase o locuință și formasem o comunitate de șase-șapte familii tinere, cu copii și toți lucrăm la hidrocentrală. De multe ori eu și soția ne amintim cu nostalgie de comunitatea aceea și de traiul nostru frumos de acolo.

Când ați făcut primul drum la Ciunget?

L-am făcut pe 1 august 1989, înainte de angajarea noastră. Ne-am dus să vedem unde vom lucra și unde vom locui. A fost o călătorie lungă și anevoioasă pe care n-o s-o uităm niciodată. Am plecat cu un autobuz din Bucinișu până la Caracal, apoi cu trenul până la Piatra Olt, unde am stat câteva ore într-o sală amărâtă de gară, apoi cu alt tren până la Gara Lotru cu care am mers toată noaptea, de unde am luat un autobuz care ne-a lasat la intersecția drumului principal cu drumul care merge la Ciunget, la o distanță de vreo 6 km. Nefiind niciun mijloc de transport, am luat-o pe jos. După câțiva kilometri, ne apare în față o clădire care ne-a creat fiori: era o magazie de șantier cam dărăpănată, netencuită și inițial am crezut că acolo e Uzina. Am mai mers noi puțin și, în sfârșit, a apărut Uzina, adică, partea supraterană care era la vedere și ne-a venit inima la loc, fiindcă arăta bine. În anul 1989, când am ajuns noi acolo, în Lotru nu mai era șantier. Construcția era terminată și funcțională. Întreaga mea experiență este pe partea de exploatare, întreținere, reparații, rețehnologizare, ceea ce mi-a plăcut mult. Primele mele sarcini de serviciu au

fost în centrala subterană, pentru că centrala propriu-zisă este amplasată în subteran.

Cum se coboară în subteran?

Este un tunel de acces lung de 1100 metri, construit în pantă, ca să poată circula și mașinile. Numai că la vremea respectivă noi făceam pe jos drumul dus-întors pentru că era restricție la folosirea mijloacelor auto. Drumul ne lua cam 15-20 de minute, dar nu asta era problema, ci iluminatul, pentru că de multe ori se oprea lumina și rămâneam în beznă totală.

Aveați lămpi, ca minerii?

N-aveam nici lămpi, nici lanterne. De la ce bătrâni aflasem că trebuia ca întotdeauna să avem la noi un băț cu care să atingem peretele galeriei în timp ce mergeam, ca să ținem linia corectă. Mergeam și aveam senzația aia de cutie neagră, în care omul nu se poate orienta deloc. Coboram, făceam pas după pas, dar nu poți să mergi drept într-un întuneric complet și e cumplit. Timp de trei luni și jumătate am lucrat în centrala subterană, pe tură, și așa fi vrut să rămân mult, dar m-au scos la suprafață, la secția de exploatare și am fost trimis la stațiile de pompe. A fost o diversitate de sarcini pe care le-am acoperit bine. Lucrul în subteran nu este ușor, și deși nu-ți dai seama pe moment, lasă niște urme.

„E foarte important să crești în meserie odată cu oamenii tăi”

Cât timp v-a luat să vă familiarizați cu ceea ce aveți de făcut și cu oamenii?

M-am familiarizat rapid, fiindcă acolo am întâlnit oameni buni, care pe noi, cei proaspăt sosiți, ne considerau ca pe copiii lor. Mama mea s-a prăpădit când eu eram mic, iar cu tata nu puteam ține permanent legătura, pentru că eram la 200 km distanță unul de altul și nu ajungeam mereu la el, dar la Lotru eu am găsit mulți tați. Învățam tot ce se putea, dar cum nu ai cum să le știi pe toate, vorbeam mult cu oamenii cu experiență și extrăgeam tot ce era util de la ei. Mai făceam un lucru: când ne apucam să facem o lucrare de amploare, indiferent de natura ei, eu simțeam nevoia să-mi pun ordine în cap și atunci scriam pe hârtie ce trebuie făcut, făceam un program și-l distribuam celor cu care lucrăm, pentru că activitatea de exploatare se face cu mulți oameni, care lucrează și în ture. Din momentul în care primeau programul, toți îl respectau. Cunoști oamenii foarte bine atunci când ești și tu mic, ca funcție. Când ajungi șef e mai greu să cunoști oamenii pentru că au tendința să se ascundă puțin și au o anumită rețineră față de tine. E important să crești în meserie odată cu ei, pentru că tu dacă ajungi șef îi știi deja foarte bine. Între 1994-1995 am fost instructor de securitate a muncii pe toată amenajarea Lotru, care cuprindea exploatare, instalații electro-mecanice, construcții hidrotehnice. În acei ani, am învățat mult ce înseamnă reglementările care stau la baza funcționării tuturor instalațiilor din cadrul Sistemului Energetic Național. Totodată, am cunoscut toți oamenii din uzină, nu numai pe parte profesională, ci și personală, ceea ce mi-a permis să mă apropiez mult de ei și să-i înțeleg. Eu aveam 25 de ani când am ajuns

În Lotru, iar media de vârstă din centrală era de 32-35 de ani. La vârsta mea de atunci, mie mi se părea că cei care aveau peste 30 de ani erau bătrâni, că așa e la tinerete, gândești altfel (râde). La Lotru am găsit generația anilor 1972 care a plecat odată cu Lotru la drum, erau oamenii care lucraseră înainte pe șantier și care au rămas acolo, s-au specializat și și-au întemeiat familii. Eu, venit la Lotru de la țară, din Oltenia, crescut cu respectul față de cei mai mari decât mine, le vorbeam doar cu dumneavoastră și n-am zis pe nume decât la foarte puțini oameni. Între timp unii au ieșit la pensie, mai ales între 2011-2013, când s-au pensionat 80 de oameni, iar acum media de vârstă este de 40-45 ani, vorbesc de oamenii care au responsabilități. Unul dintre rolurile mele în Lotru a fost să asigur tranziția între ceea ce am găsit și ce este acum. Stau și mă gândesc, eu am ajuns la Lotru ca fiind copilul lor și mi-am încheiat activitatea ca fiind tatăl lor. Cum e și viața asta!

Ce frumos! Copil și tată, în aceeași hidrocentrală. Pe scurt, care este istoria primelor hidrocentrale de la noi și cum s-a născut Lotru-Ciunget?

În hidroenergetică fiecare mare amenajare are propria ei istorie și poveste. Prima mare amenajare hidroenergetică s-a realizat la Bicaz, construită între 1950-1960. Acolo este meritul inginerului Dimitrie Leonida, cel care a susținut ideea construirii unui mare baraj înainte de 1950. Deci, punctul de început este Bicazul. Practic, acolo a început și specializarea oamenilor. Au plecat de la munca câmpului și creșterea animalelor către noile locuri de muncă unde s-au format ca betoniști, fierari, constructori, tâmplari etc. Când s-a proiectat și construit Bicazul, mulți dintre specialiști erau deținuți politici, oameni deștepți și competenți care au fost scoși din închisoare și încadrați în muncă, pentru că era nevoie de expertiza lor. Deci, ordinea este așa: în anul 1960 a fost pusă în funcțiune Hidrocentrala de la Bicaz pe râul Bistrița, a urmat Vidraru, pe râul Argeș, centrală hidroelectrică subterană, pusă în funcțiune pe 9 decembrie 1966. Valea Lotrului fiind zonă muntoasă, cu altitudini ridicate, ierni aspre și lungi, viscole, viituri puternice, veri scurte, ploi torențiale și căi de acces anevoioase a constituit o provocare pentru tot ce însemna materializarea proiectului-Amenajarea hidroenergetică a râului Lotru. Primele convoaie cu echipamente necesare organizării de șantier s-a realizat pe traseul gara Gura Lotrului până la Malaia, pe Valea Lotrului, prin tractare cu buldozere care mergeau pe șenile pentru a face față noroiilor. Astfel, ca primă necesitate, a fost construirea drumurilor către viitoarele obiective, prin munți, a căror lungime totală a ajuns la circa 700 km. Totul s-a realizat cu eforturi deosebite, ceea ce le-a dat mult de furcă la geologi, topometriști, hidrometriști și constructori. Legenda spune că, pe vremuri, această zonă sălbatică și izolată a constituit adăpost pentru haiduci. Lipsa drumurilor de acces, pădurile și munții îi ajutau să se ascundă, iar unii dintre ei s-ar fi stabilit definitiv acolo, întemeind așezări care le poartă azi numele. Astfel, Malaia vine de la haiducul Mălai, Ciungetul vine de la Ciungu, Voineasa de la haiducul Voinea, Brezoi de la haiducul Breazu. Revenind la construcția Amenajării Lotru, oamenii care s-au format pe șantierele de la Bicaz și s-au specializat

ulterior pe șantierele de la Vidraru au continuat cu lucrările de pe Valea Lotrului. Activitatea de proiectare a fost demarată de către Institutul de Studii și Proiectări Hidroenergetice- ISPH, pe baza studiilor și cercetărilor în teren, începute 1964, iar primul lot de constructori de la Trustul de Construcții Hidroenergetice București-TCH a intrat pe Valea Lotrului în ianuarie 1966. Față de toate celelalte, Lotrul ca amenajare în sine, a fost ceva cu totul aparte.

Din ce punct de vedere a fost mai aparte?

Realizarea acestor obiective a fost o mare provocare pentru partea de proiectare și cea de construcții. Proiectanților le-a revenit sarcina stabilirii schemei optime pentru amenajare cu scopul valorificării la maximum a potențialului hidroenergetic al râului Lotru. Dimensiunea și complexitatea activității de proiectare sunt definite de datele caracteristice Amenajării Lotru, amenajare cu aport de debit prin pompaj, și anume: șapte baraje mari, 186 km de galerii subterane, 82 de captări secundare, două centrale subterane și una la piciorul barajului, trei stații de pompare de mare putere și alte construcții hidrotehnice. Constructorilor le-a revenit dificilă sarcină de a realiza în teren ceea ce proiectanții au gândit și pus pe planuri, având în vedere condițiile hidrometeorologice nefavorabile, răspândirea geografică a amplasamentelor viitoarelor obiective, coroborată cu lipsa căilor de acces. (Îmi arata Amenajarea Hidroenergetică Lotru - Prezentare Din Punct De Vedere Constructiv și îmi explică detaliat unde se află Brezoi, Lotru, Malaia, Voineasa și cum sunt poziționate rețelele de aducțiuni secundare vest, nord, sud).



Zicea Dorin Pavel în cartea sa, „Arhitectura apelor” că la centrala Lotru-Ciunget se ajungea printr-o galerie mare de acces, în pantă de 10%, cu dublă cale de circulație, pe unde s-au introdus, în sala subterană de mașini, trei turbine, trei generatoare, trei transformatoare, toate de dimensiuni uriașe, și multe alte echipamente: conducte, vane, reglatoare, poduri rulante, aparaturi mecanice și electrice”. De unde proveneau aceste echipamente, cine le fabrica, cine le livra?

Toată partea de proiectare a fost făcută de români prin institutele ISPH și ISPE, lucrările de construcție au fost executate de Trustul de Construcții Hidrotehnice,

montajul l-au făcut întreprinderile Electromontaj, Energomontaj, iar ca furnizorii de echipamente menționez UCM Resita și Electroputere Craiova. La Lotru, unde căderea este de 809 metri, lucru care impune echipamente și instalații specifice și unice în același timp (exemplu-turbina Pelton de mare putere), a condus către necesitatea unei colaborări externe cu firme ca Alstom (parte electrică) și Neyrpic (parte hidromecanică), cu experiența și tehnologia adecvată.

„Hidrocentrala Lotru-Ciunget poate porni de la zero și încărca la putere nominală de 500 MW în doar cinci minute!”

Activitatea premergătoare punerii în funcțiune a obiectivului a fost extrem de complexă și provocatoare, fiind vorba de gestionarea lucrărilor, dirigenția de șantier, punerea în funcțiune a uvrajelor și a instalațiilor, pregătirea personalului pentru preluarea în exploatare a obiectivelor amenajării. Între 1966-1972 s-au efectuat cele mai multe lucrări, iar în noiembrie 1972 a fost pus în funcțiune primul grup, hidroagregatul nr.1. Era perioada de dezvoltare intensivă a economiei românești, cu accent pe industrializarea țării, era nevoie de multă energie și atunci s-au pus în funcțiune multe capacități energetice termoelectrice și hidro. Primul grup de la Lotru a contat și el cu cei 170 MW pe care-i producea. De aceea trebuie să vă spun câte ceva despre specificitatea hidrocentralei Lotru. După cum se știe, energia electrică are două componente: componenta cantitativă (fizică) exprimată prin energia consumată, măsurată în Wh, kWh, MWh și componenta calitativă, caracterizată prin parametri de calitate, tensiunea, frecvența, continuitatea alimentării etc. Pentru menținerea frecvenței la valoarea nominală de 50 Hz, în Sistemul Energetic Național este necesar ca energia produsă să fie egală cu energia consumată, condiție care asigură stabilitatea frecvenței. Responsabilitatea menținerii frecvenței în sistem revine Dispecerului Energetic Național (DEN), iar echilibrul producție-consum se face prin intervenții asupra producătorilor de energie electrică. În ceea ce privește pornirea rapidă, nici centralele termoelectrice, nici cele nucleare nu pot fi pornite într-un timp scurt.

Aceasta ar fi una din particularitățile centralei Lotru?

Da, una dintre principalele particularități ale hidrocentralei Lotru-Ciunget este reacția rapidă la variații bruște ale consumului de energie. Poate trece de la oprire totală, adică de la zero, la puterea nominală de 510 MW, în doar cinci minute, datorită caracteristicilor și instalațiilor sale, ajutând astfel stabilizarea rețelei energetice naționale. Această flexibilitate transformă centrala într-un element strategic al sistemului energetic, mai ales în contextul creșterii producției din surse regenerabile, care sunt mult mai instabile. Reglajul de frecvență se realizează permanent, deoarece acest tip de instalație, echipată cu turbine Pelton, permite efectuarea rapidă și eficientă a acestui reglaj. Hidroagregatul de la Ciunget primește comenzi punctuale de la DEN, iar prin aceste intervenții se menține echilibrul producție-consum și se realizează reglajul de frecvență. În al doilea rând, se realizează reglajul de tensiune pentru ca, la nivelul consumatorilor,

tensiunea să fie de 220 V, însă în centrală, reglajul se face la nivelul de 220 kV prin intermediul unui regim distinct de funcționare al hidroagregatelor, anume cel de „compensator sincron”. Deci, Lotru este important și pentru producerea fizică de energie electrică, dar și din perspectiva serviciilor de sistem, care au un impact direct asupra calității energiei și siguranței în funcționare a sistemului energetic național.

Pe scurt, care este principiul de funcționare a centralei?

Unul dintre elementele care, la vremea respectivă, a făcut unică centrala Lotru-Ciunget la nivel european este schema de amenajare (vorbește cu pasiune).



Oamenii care au proiectat această amenajare hidroenergetică merită toată stima și respectul pentru că nu-ți dai seama de dimensiunea și complexitatea ei decât în momentul în care, ca și mine, treci prin tot Lotrul și iei contact cu multe lucruri care nu sunt la vedere și nu sunt de înțeles din prima. În decursul anilor m-am intersectat cu mulți proiectanți care participaseră la inițierea și realizarea proiectului și din discuțiile purtate cu aceștia, am realizat că proiectarea centralei a fost o mare provocare pentru ei. Șeful de proiect complex a fost Victor Sabovici, de la ISPH, care spunea așa de frumos: „Lotru-Ciunget nu-i mare lucru. Problema ținea, în primul rând, de proiectare, adică pentru lacul de acumulare să găsim un amplasament cât mai sus posibil, iar pentru centrală să găsim un amplasament cât mai jos posibil. Foarte simplu: trebuia doar să aducem apă mai multă în lacul ăla, de acolo, iar noi am făcut tot sistemul ăsta” (râdem amândoi amuzați). Cei care aveau atunci putere de decizie au cumpănit mult dacă să-și asume soluția aleasă, pentru că, nefiind aplicată în altă parte, necunoscându-se multe date, se tot gândeau, o fi bine, o merge, va funcționa? Eu întotdeauna am scris și am spus că proiectul a fost viabil și și-a demonstrat din plin utilitatea și eficiența energetică, soluțiile alese și realizate au fost foarte corecte. (Imi arată din nou schema). Vidra este un baraj construit la cea mai mare altitudine, aproape 1300 metri. Râul Lotru izvorăște din Munții Parang, de la o altitudine de 1900 metri, iar vărsarea Lotrului în râul Olt, zona Brezoi este la 300 metri altitudine. Potențialul hidroenergetic are două componente importante: prima este căderea de apă de la 1900 m la 300 m, deci 1600 m, diferență de nivel, iar cea de a doua este debitul de apă. Lotru nu excelează

prin debitul de apă, deci importantă este căderea din care este valorificată 1000 m. Pentru aducerea unor cantități mai mari de apă s-a realizat rețeaua de galerii și captări secundare. Altitudinea ridicată a amenajării (1300 mdM), dar și captările secundare (1100 mdM ÷ 1400 mdM), precum și distanțele mari între extremitățile ramurilor de captări secundare și lacul Vidra (în unele cazuri 50÷60 km), nu au putut asigura condițiile necesare unei curgeri gravitaționale în lungul întregului circuit hidraulic. De aici a apărut necesitatea realizării unor acumulări intermediare, lacuri tampon, unde apele colectate din sistemul de captări și aducțiuni secundare ajung în regim de curgere liberă gravitațională și unde, prin intermediul stațiilor de pompare de mare putere, este ridicată la înălțimea necesară curgerii libere către acumularea Vidra. Astfel s-a obținut mărirea debitului afluent mediu multianual în lacul Vidra, de la 4,3 m³/s, debitul râului Lotru în secțiunea barajului, la 18,7 m³/s, debitul afluent de proiect rezultat în urma aportului sistemului de captări, aducțiuni secundare și stații de pompare energetică. Rolul stațiilor de pompare este foarte important. Un procent de 50 % din afluent este prin pompaj, iar restul este gravitațional. Apa se pompează la 200 metri înălțime, dar cade la 800 m. Cu aceeași apă, în centrala Lotru se produce mult mai multa energie decât se consumă, deci este un efect de innobilare a energiei electrice.

— *Ce frumos ați spus, înnobilitarea energiei...*

— Da, pentru că acest sistem permite producerea de energie în orele de vârf, utilizarea surplusului de energie (noaptea) pentru pompare, creșterea securității energetice. Deci, se consumă energie noaptea, de la baza graficului de sarcină care teoretic ar fi mai ieftină noaptea, pentru că este disponibilă și trebuie consumată, iar cu apa aia se produce energie la vârful graficului de sarcină sau servicii de sistem, deci este o utilizare superioară, cu eficiență superioară.



Foto: Controlul rețelei de captări și aducțiuni (galerii) secundare din Amenajarea Lotru (iunie 2020)

„La Lotru este o părticică din sufletul meu”

Cum sunt amenajările hidrografice din alte țări față de aceasta de la Lotru?

În lume sunt amenajări mai mari decât ale noastre

(Brazilia, China, Egipt etc.). Dar, să vă spun o întâmplare: în decursul timpului, centrala Lotru-Ciunget a fost vizitată de o delegație economică din China, iar la finalul vizitei șeful delegației a zis: „Am văzut hidrocentrale mai mari și mai impunătoare decât a voastră, aceasta este însă este unică...parcă are suflet”. Avea dreptate, pentru că fiecare dintre cei care am ajuns și am muncit aici, ne-am lăsat la Ciunget puțin din inima noastră, iar la Lotru este și o părticică din sufletul meu (emoționat).

„Eu am lucrat în Lotru cu inima și cu sufletul”



Foto: speaker la aniversarea de 50 de ani a CHE Lotru Ciunget (19.11.2022)

Să revenim puțin la parcursul dumneavoastră. V-ați născut într-o comună din Oltenia și tot acolo ați urmat clasele primare?

Da, tot acolo, dar școala era la 2 km depărtare de casă. Era drum greu de făcut pentru un copil, mai ales iarna, când era ger și viscol și eu abia puteam să mă țin pe picioare, atât de tare mă sufla vântul (râde). La școală învățam bine și de plăcere. Nimeni nu-mi zicea să învăț, ai mei fiind ocupați cu treburile lor casnice și agricole. Am continuat cu liceul la Caracal, facultatea la București, după care am plecat direct la Lotru.

Ați ajuns la Lotru în 1989, anul în care a avut loc Revoluția Română. Cum ați resimțit zilele acelea?

Eu am ajuns acolo pe 1 octombrie 1989 și, pentru că făcusem armata și eram ofițer în rezervă, a trebuit să formăm echipe ca să apărăm obiectivele în caz de nevoie, dar n-a fost cazul. Oamenii își vedeau în continuare de treabă și, mai mult, chiar pe 22 decembrie 1989 a avut loc recepția ultimelor investiții, părți componente ale schemei inițiale de proiectare.

Privind retrospectiv, care au fost cele mai neașteptate și dificile probleme în toți anii în care ați lucrat la Lotru?

Grea întrebare! Au fost multe probleme de natură diferită. O să le iau pe domenii.

În general, amenajările hidroenergetice au și rolul de protecție împotriva inundațiilor mari. Se știe că pe Valea Lotrului au fost inundații catastrofale în regim natural, dar ulterior în regim amenajat, nu s-au înregistrat situații deosebite până pe 27 iulie 2014, când a avut loc cea mai mare viitură înregistrată în zonă, istorică, aș putea zice. A plouat torrențial, cu 200 litri pe metru pătrat, într-un interval foarte scurt de timp, pe un bazin montan cu pante mari, ceea ce a dus la o scurgere rapidă a apei și a generat o viitură foarte puternică care a transportat cantități mari de aluviuni, bușteni și materiale solide, care a afectat drumuri și poduri. S-au înregistrat

deversări la barajele din amenajarea Lotru. La Brădișor, acolo unde se concentrează toate aceste ape, a ajuns un afluent de 380 m³/s, ceea ce, ca probabilitate se poate întâmpla o dată la 10 ani. Ca să nu inundăm zona din aval de baraj și să limităm efectele asupra orașului Brezoi, s-a atenuat unda de viitură prin acumulare, până la nivelul maxim admis, în lacul Brădișor. Eu am încredere în construcțiile hidrotehnice, cunoscând starea tehnică și comportarea lor de la punerea în funcțiune, informații obținute prin urmărirea specială, cu ajutorul unui întreg sistem de monitorizare cu aparate specializate. Dar, când ți se întâmplă așa ceva pentru prima dată, ai o trăire emoțională intensă. În acel 27 iulie, am fost la barajul Brădișor și am stat acolo de dimineața până seara. A plouat cu găleata, m-a udat din cap până în picioare, curgea apa șiroaie din haine. Culmea este că nici nu am răcit și am rămas și întreg la cap, deși presiunea psihică la care am fost supus a fost la nivel maxim. Adrenalina aia m-a ajutat să nu-mi pierd controlul și să rezolv problema. Deci viitura aceea a fost una dintre problemele dificile pe care eu și colegii mei le-am gestionat cu succes. Evenimentul a evidențiat importanța amenajărilor hidrotehnice, nu doar pentru producerea de energie, ci și pentru protecția împotriva inundațiilor majore. A doua mare provocare pe care am avut-o a fost proiectul de re tehnologizare a acestei centrale, o provocare pentru toți, care pentru mine a contat enorm. Executarea proiectului în condiții de siguranță a impus golirea lacului Vidra, situație care a permis și realizarea unui volum important de lucrări la construcțiile și echipamentele aflate permanent sub apă (priza de apă, aducțiunea principală, castel de echilibru, conducta forțată).

Ce a presupus re tehnologizarea hidrocentralei Lotru?

A presupus un amplu proces de modernizare a echipamentelor principale pentru a intra într-un nou ciclu de viață operațional de cel puțin 30 de ani. Este un proiect reușit al Hidroelectrica, care s-a desfășurat între anii 2007-2011. Succesul proiectului de re tehnologizare a depins de mulți factori, colaborarea dintre proiectant, antreprenor, sub-antreprenor, beneficiar a avut o importanță deosebită. Finalizarea unui proiect de asemenea anvergură pentru o centrală subterană, unde spațiul este limitat, este o reușită.

Lucrările au fost extrem de dificile și complexe, oamenii s-au comportat absolut exemplar, iar toate acestea au însemnat o mare bucurie pentru mine pentru că am fost total implicat



(Foto: Reabilitare priză de apă baraj Vidra-lac gol, 2009).

În plus, totul a decurs în limite normale fără a se înregistra evenimente deosebite (incidente, accidente etc.). Acum se dorește realizarea de lucrări la cheie. Nu sunt răutacios, dar cred că unii care vorbesc de lucrări la cheie se așteaptă ca la final să primească o cheie în mână (izbucnim amândoi în râs). V-am mai spus, eu am lucrat în Lotru cu inima și cu sufletul. Deși faptul că am ajuns la Lotru în 1989 a fost o întâmplare, pentru că nu știam nimic despre el, m-am legat de locul acela cum nu mi-aș fi închipuit.

„ Actul de conducere înseamnă responsabilitate și asumarea deciziilor ”

Ce mesaj ați da oamenilor dumneavoastră, acum după 35 de ani de activitate?

Ceea ce am învățat și eu de la cei mai mari decât mine. Cel mai important lucru pe care l-am spus „copiilor” mei din Lotru, este relația cu oamenii, pentru că ei sunt cei care sfințesc locul. Apoi i-am învățat că respectul înseamnă a respecta și a fi respectat, adică un mod elegant de a comunica, de a te face înțeles, de a armoniza niste lucruri și chiar de a eficientiza activitatea pe care o faci. Al doilea lucru care contează mult într-un colectiv este să generezi încredere și să ai parte de încrederea oamenilor. Și, foarte important, să pui suflet și pasiune în ceea ce faci. Aș mai adăuga obiectivitatea în judecarea lucrurilor. Eu sunt unul dintre fericiții care mă identific cu domeniul în care am activat și nu cred că aș fi fost în stare să fac altceva.



Deși o perioadă ați lucrat împreună cu soția, nu cred că vă vedeți prea mult. Cum era viața de familie?

Recunosc, mi-am cam neglijat familia. În primii 12 ani de muncă noi am stat împreună la Lotru. După aceea ne-am mutat la Vâlcea, pentru viitorul școlar al fetelor, deoarece în zona Ciunget școala se limita la clasele I-IV, clase simultane. Fiica mea cea mare era în clasa a V-a, iar cea mică avea patru ani și era la grădiniță. Asta a însemnat că timp de 23 de ani, între 2001-2024, eu am fost navetist de săptămână. Plecam acasă vinerea după-amiaza și duminica seara urcam la Ciunget. Cam așa era viața mea de familie, nu poți să le ai pe toate. O implicare totală în activitatea profesională, din păcate pune pe locul doi viața personală.

Actul de conducere înseamnă responsabilitate și asumarea deciziilor. Realizările le faci prin oamenii pe care-i conduci și echipele pe care le formezi. Un director este puternic prin oamenii lui. Trebuie să știi ce oameni alegi pentru a merge cu ei la drum, pentru că un

colectiv unit îți dă și poziția ta puternică. Ca să ajungi un șef bun, trebuie ca tu însuși să fi parcurs toate etapele spre promovare și să știi ce presupune fiecare în parte. Printre altele, drama societății românești este și aceea că sunt oameni nepotrivii în funcțiile de decizie. Acum, la pensionare, încerc să-mi trăiesc viața cu familia. Anul trecut, când Hidroelectrică mi-a decernat trofeul „Dorin Pavel”, am zis așa: „Am lucrat cu sufletul și cu inima în Lotru. Cu sufletul voi rămâne întotdeauna la Lotru, dar inimii trebuie să-i dau șansa să mă cunoască și altceva”. Fata cea mare a făcut arhitectura și acum lucrează în Amsterdam, iar cea mică a urmat-o, deci eu n-am copiii acasă și nici nu i-am văzut crescând. Acum, după ce m-am retras din activitate, aș vrea să recuperez câte ceva pentru mine și pentru familia mea.

În afară de bucuria muncii, ce alte bucurii ați avut?

Căsătoria, familia și copiii mi-au dat cele mai multe momente de fericire, ca și încrederea reciprocă. Fiind navetist de săptămână, eu cu soția am stat separați 23 de ani, dar întotdeauna am avut încredere unul în altul, iar asta mi-a dat un echilibru fantastic.

Fiind ancorat mereu în activitatea uzinei mai aveți timp să vă cultivați vreo pasiune?

Parcă mereu mă ghiciți! (râdem amândoi molipsitor). Da, am o pasiune. Cred ca într-o viață anterioară am lucrat cu lemnul, adică am fost tâmplar pentru că îmi place să fac tot felul de obiecte din lemn, utile în casă. Mă relaxează și am răbdare cu carul. Când eram singur la Ciunget, mă apăsa singurătatea. Noi eram o comunitate frumoasă și unită acolo, dar, odată cu vârsta, nu ne mai întâlneam așa de des unii cu alții și atunci chiar simțeam singurătatea. Aveam un obicei, când intram pe ușa apartamentului din Ciunget, porneam televizorul, doar ca să aud voci. Nu-l opream decât când ieșeam pe ușă. Singurătatea e o boală grea.

Succese ați avut multe, dar s-a întâmplat să fie și vreun eșec?

Un moment foarte dificil pentru mine a fost atunci când mi-au fost luați dispecerii din uzină, după viitura aceea despre care v-am povestit. Lotru este o centrală de bază a SEN, iar acolo trebuie să ai permanent dispecerii alături de tine ca să poți lucra. Mi s-a părut o lovitură extraordinară, o nedreptate și o jignire la adresa mea. Atunci am stat în cumpănă, dacă să mai rămân sau să plec din sistem, am pus în balanță binele și răul, dar m-am mobilizat și nu m-am mai gândit la mine, ci la ei. Mi-am adunat toți dispecerii, le-am zis că li se va schimba puțin viața pentru că vor fi mutați de colo-colo, dar că vom trece noi și peste asta. Mă felicit pentru alegerea făcută, fiindcă știți, vorba românească zice să nu lași pe mâine ce poți face astăzi, dar să știți că uneori e bine să poți lăsa și pe mâine. Viața și activitatea mi-au dovedit că până mâine ai o noapte la dispoziție (zâmbeste).

Ziceți că sunteți răbdător și echilibrat, dar totuși ce faceți când vă enervați rău?

În momente din astea, mă sperii și eu de mine (râde). Rezist mult la stres, nu sunt ușor de scos din ale mele, dar uneori, în funcție de situație, am tendința de a reacționa mai mult decât trebuie. Nu vorbesc urât, nu sunt coleric, dar am o atitudine de îngheață sângele în om, așa-mi zice și soția. Mă impun, nu prin a ridica vocea, ci prin intonație și fermitate. Vorbesc răspicat, iar omul înțelege. Numai cu fermitate și corectitudine poți conduce echipe întregi de oameni.

„Bunul simț e ca dragostea la prima vedere”

Ce apreciați mai mult la oameni?

Bunul simț. Acolo unde e bun simț, poți avea o relație frumoasă cu omul acela. Bunul simț e ca dragostea la prima vedere. Pe om îl citești imediat.

Unde vă petreceți vacanțele?

Eu prima dată am văzut marea în 1996, la șase ani de la angajare (zâmbeste). Da, mergeam și în vacanță, dar legătura cu personalul din centrală era activă pentru probleme importante. În decursul timpului am mers în Europa cu familia și prietenii.

„Simt că trebuie să scriu despre Lotru”

Ce proiecte aveți pentru viitor, pentru că nu vă văd stând doar la televizor ori dezlegând Rebus?

Eu trebuia să mă pensionezez, a venit vremea, ca să mai trăiesc și cu familia, totuși. Majoritatea celor de la Ciunget au fost afectați de pensionarea mea, deși pe perioada a doi ani le-am tot repetat că voi pleca. Colegii mei, care vor asigura continuitatea funcționării uzinei, sunt oameni competenți, care știu bine ce au de făcut, dar greșeala mea a fost că, fiind tot timpul cu ei, mi-am asumat majoritatea deciziilor. Am plecat la pensie cu mulțumirea că în locul meu rămâne exact cine trebuie. Au fost aduși înapoi și dispecerii, așa cum trebuia, iar acum sunt împăcați cu totul. După pensionare am primit propunerea să colaborez pentru pregătirea și instruirea personalului tehnic, însă acum totul este diferit, s-au schimbat oamenii, s-a schimbat societatea, dar și relațiile dintre oameni. Nu-mi place chiar tot ce se întâmplă. Sunt sincer cu mine însumi și nu cred că mai e cazul, a venit momentul să mă dedic familiei. Simt că trebuie să scriu despre tot ce înseamnă hidrocentrala Lotru-Ciunget, pentru oamenii care au contribuit la realizarea și exploatarea ei și pentru mine însumi.

Vă mulțumesc mult, domnule Paraschiv, pentru această frumoasă incursiune în inima centralei pe care o îndrăgiți atât de mult și vă doresc să vă realizați dorința de a scrie despre Lotru-Ciunget.

Cu siguranță, va rezulta un volum care va suscita un mare interes. Vă doresc multă sănătate, proiecte reușite și timp de cea mai bună calitate pentru a duce la bun sfârșit tot ce vă doriți, alături de cei dragi.

Buletin legislativ Martie – Aprilie 2026

Perioada martie-aprilie 2026 a adus în prim-plan, la nivel național, măsuri legislative concentrate în special pe piața gazelor naturale și pe securitatea aprovizionării. Cea mai importantă evoluție a fost adoptarea OUG nr. 12/2026, prezentată de Guvern în ședința extraordinară din 3 aprilie 2026, prin care s-a înstituit un nou mecanism aplicabil clienților casnici din piața de gaze naturale pentru intervalul 1 aprilie 2026 – 31 martie 2027. În plan practic, actul normativ este relevant atât pentru furnizori, care trebuie să își adapteze facturarea și informarea clienților, cât și pentru consumatori, întrucât prețul facturat este raportat la cea mai mică valoare dintre prețul contractual și prețul final calculat potrivit formulei legale.

De asemenea, Statul Român a avut drept focus contracararea unei potențiale crize a țițeiului și a pieței carburanților, adoptând în acest sens OUG nr. 19/2026 și OUG nr. 24/2026. Intervenția legislativă a fost determinată de repercusiunile majore asupra pe care le-au avut evenimentele din Orientul Mijlociu asupra pieței petroliere globale, în special majorarea cotațiilor internaționale ale țițeiului și motorinei și îngrijorările privind securitatea aprovizionării acestora și privind gradul de suportabilitate al clienților finali a prețurilor majorate. Din această perspectivă, măsurile vizează în principal plafonarea adaosului comercial, controlul exporturilor și livrărilor intracomunitare, reducerea temporară a accizelor, consolidarea mecanismelor de monitorizare și control combinat cu sancțiuni dure și introducerea unei contribuții de solidaritate pentru titularii de acorduri petroliere.

În același context, Hotărârea Guvernului nr. 145/2026 se înscrie în aceeași logică de sprijin și stabilizare a pieței carburanților, prin modificarea și completarea cadrului instituit prin Hotărârea Guvernului nr. 1094/2025 și prin prelungirea schemei de ajutor de stat destinate compensării creșterii prețului la motorină utilizată drept combustibil pentru motor.

O evoluție pozitivă, mult așteptată de către sector, este obținerea licenței Biroului pentru Controlul Activelor Străine din SUA (Office of Foreign Assets Control – OFAC) necesară pentru repornirea rafinării Petrotel Lukoil, anunțată de ministrul energiei, Bogdan Ivan, la data de 14 aprilie 2026.

1. Ordonanța de urgență nr. 12/2026 privind măsurile aplicabile clienților casnici din piața de gaze naturale în perioada 1 aprilie 2026-31 martie 2027 ("OUG nr. 12/2026")

Adoptarea OUG nr. 12/2026 se înscrie în linia intervențiilor statului în piața gazelor naturale, determinate de necesitatea gestionării unui context excepțional prelungit. La momentul adoptării, încetarea schemelor anterioare de plafonare și compensare (OUG nr. 6/2025) risca să expună consumatorii casnici unor creșteri semnificative de preț. Această evoluție a fost alimentată de factori externi persistenți – instabilitate geopolitică, tensiuni regionale și volatilitate pe piețele internaționale de energie – care au continuat să exercite presiune asupra prețurilor gazelor naturale.

În același timp, iarna 2025–2026 a înregistrat o creștere accentuată a consumului pe fondul unor temperaturi scăzute, ceea ce a contribuit la diminuarea rapidă a stocurilor de gaze naturale și la amplificarea presiunilor asupra pieței. În acest context, intervenția legislativă a urmărit nu doar protejarea consumatorilor, în special a celor vulnerabili, împotriva unor șocuri tarifare, ci și asigurarea unui cadru predictibil pentru refacerea stocurilor de gaze naturale necesare sezonului rece 2026 - 2027. Totodată, s-a avut în vedere menținerea echilibrului economice în sectoarele dependente de gaze naturale, în special producerea energiei termice, unde variațiile de cost pot avea efecte directe asupra continuității serviciilor publice.

OUG nr. 12/2026 instituie, pentru perioada 1 aprilie 2026 – 31 martie 2027, un mecanism de formare a prețului final la gaze naturale pentru clienții casnici și producătorii de energie termică numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice, destinată consumului populației pentru consumul realizat în perioada 1 noiembrie 2026-31 martie 2027, bazat pe principiul „prețului minim”: consumatorii plătesc valoarea cea mai mică dintre prețul contractual și prețul calculat conform formulei reglementate.

Prețul final este compus din componenta de achiziție (bazată pe costul mediu ponderat – CMP), componenta de furnizare (plafonată la maximum 15 lei/MWh), tarifele reglementate și taxele aplicabile. Componenta de achiziție include atât costul gazelor naturale achiziționate, cât și costurile aferente dezechilibrului, acestea din urmă fiind limitate la maximum 10% din CMP.

Un element esențial îl reprezintă obligațiile privind securitatea aprovizionării: furnizorii și producătorii de energie termică trebuie să constituie, până la 31 octombrie 2026, stocuri minime de gaze naturale reprezentând minimum 90% din capacitatea de înmagazinare la nivel național, destinate sezonului rece 2026–2027.

În același timp, producătorii de gaze naturale care desfășoară atât activități de extracție onshore și/sau offshore, indiferent de data începerii acestei activități, cât și activități de vânzare a gazelor naturale au obligația să livreze au obligația de a livra gaze naturale la un preț reglementat de 110 lei/MWh, cantitățile necesare de gaze naturale rezultate din activitatea de producție internă către furnizori și PET client direct, pentru a asigura, în următoarea ordine de prioritate:

- în perioada 1 aprilie 2026-31 octombrie 2026, necesarul de gaze naturale destinat furnizorilor pentru constituirea stocului minim necesar consumului CC în perioada 1 noiembrie 2026-31 martie 2027;
- în perioada 1 aprilie 2026-31 octombrie 2026, necesarul de gaze naturale destinat furnizorilor pentru constituirea stocului minim necesar consumului producătorilor de energie termică,

numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice, destinată consumului populației, denumiți în continuare PET, și consumului PET client direct, în perioada 1 noiembrie 2026-31 martie 2027;

- c. în perioada 1 aprilie 2026-31 martie 2027, necesarul de gaze destinat furnizorilor pentru consumul curent al clienților casnici (CC);
- d. în perioada 1 noiembrie 2026-31 martie 2027, necesarul de gaze pentru consumul curent al producătorii de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice (PET) și PET client direct.

Prin OUG nr. 19/2026 a fost remediată o lacună identificată în practică, astfel încât, în situația în care cantitățile disponibile la producători sunt insuficiente pentru acoperirea consumului curent al clienților casnici în perioada 1 aprilie 2026 - 31 octombrie 2026, iar, în oglindă, în perioada 1 noiembrie 2026 - 31 martie 2027 rămân cantități disponibile nerepartizate, producătorii transmit operatorului de transport și sistem cantitățile disponibile actualizate, acesta procedând la recalcularea și redistribuirea proporțională cu consumul estimat al fiecărui furnizor, precum și la ajustarea corespunzătoare a stocului minim aferent.

Prețul gazelor naturale de 110 lei/MWh aferent perioadei 1 aprilie 2026-31 martie 2027 va putea fi modificat prin hotărâre a Guvernului.

Nerespectarea obligațiilor atrage sancțiuni semnificative (până la 5% din cifra de afaceri).

2. Cadrul legislativ privind gestionarea și combaterea situației de criză pe piața țițeiului și a produselor petroliere (benzină și motorină)

2.1. *Ordonanța de urgență nr. 19/2026 privind declararea situației de criză pe piața țițeiului și/sau a produselor petroliere, respectiv benzină și motorină, și pentru instituirea unor măsuri de protecție a economiei și populației pe durata situației de criză, precum și pentru modificarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 12/2026 privind măsurile aplicabile clienților casnici din piața de gaze naturale în perioada 1 aprilie 2026-31 martie 2027 („OUG nr. 19/2026“)*

Adoptarea OUG nr. 19/2026 intervine într-un context economic și geopolitic marcat de volatilitatea și creșterea constantă a cotațiilor internaționale ale țițeiului și carburanților, influențate puternic de evenimentele din Orientul Mijlociu. Ordonanța răspunde constatării unui dezechilibru între cerere și ofertă pe piața internă, fiind necesară adoptarea unor măsuri temporare pentru a preîntâmpina creșteri nejustificate ale prețurilor și a asigura continuitatea aprovizionării la nivel național.

OUG nr. 19/2026 declară situație de criză pe piața țițeiului și/sau a produselor petroliere până la data de 30 iunie 2026 inclusiv, cu posibilitatea prelungirii succesive pentru perioade de câte cel mult 3 luni.

Principalele direcții din actul normativ includ:

- **Plafonarea adaosului comercial:** pentru perioada 1 aprilie 2026 - 30 iunie 2026, valoarea medie a adaosului comercial pentru benzină și motorină în segmentul rafinare și vânzare angro și cu amănuntul

(exceptând exporturile și livrările intracomunitare) este limitată la cel mult valoarea medie anuală a adaosului comercial practicat în anul 2025 de fiecare operator economic care importă, produce, distribuie și/sau comercializează aceste produse;

- **Introducerea acordului prealabil pentru exporturi și livrări intracomunitare:** pe durata situației de criză, încheierea și/sau executarea contractelor de export și/sau de livrare intracomunitară de motorină și țiței se pot realiza de către operatorii economici exclusiv cu acordul prealabil scris emis de Ministerul Economiei, Digitalizării, Antreprenoriatului și Turismului și Ministerul Energiei;
- **Derogare privind conținutul de biocarburant:** operatorii economici pot comercializa pe teritoriul României benzină cu un conținut de biocarburant de minimum 2% în volum, în locul pragului mai ridicat aplicabil în regim normal, pentru a preveni disfuncționalitățile în aprovizionarea pieței interne;
- **Obligații extinse de raportare și cooperare:** operatorii economici au obligația de a transmite lunar Consiliului Concurenței, Agenției Naționale de Administrare Fiscală, Autorității Naționale pentru Protecția Consumatorilor, în cel mult 20 de zile calendaristice de la încheierea lunii de raportare, rapoarte privind modul de aplicare a ordonanței, inclusiv date și informații referitoare la prețurile practicate. În plus, autoritățile pot solicita informații suplimentare, pe care operatorii au obligația să le comunice în termen de cel mult 10 zile de la data primirii solicitării;

Pentru punerea în aplicare a OUG nr. 19/2026 a fost adoptată legislația secundară aferentă, respectiv următoarele acte de implementare:

- *Ordinul comun al ministrului economiei, digitalizării, antreprenoriatului și turismului și al ministrului energiei nr. 481/1.430 din 27 martie 2026 pentru aprobarea Procedurii privind acordul prealabil pentru încheierea și/sau executarea contractelor de export și/sau de livrare intracomunitară de motorină și țiței:* procedura stabilește că operatorii economici notifică intenția de încheiere a unor contracte de export sau livrare intracomunitară, depunând, alături de cerere, documente privind originea produselor, punctele vamale, destinația exportului/livrării și destinarul/scopul utilizării finale, precum și o declarație pe proprie răspundere privind neafectarea portofoliului național. Acordul se emite în maximum 3 zile lucrătoare de la depunerea documentației complete, de către o comisie formată din doi reprezentanți ai Ministerului Energiei și un reprezentant al Ministerului Economiei, Digitalizării, Antreprenoriatului și Turismului, fiind valabil până la epuizarea cantității prevăzute în acesta;
- *Ordinul președintelui ANAF nr. 412/2026 pentru aprobarea modelului și conținutului formularului 181 „Declarație privind valoarea medie anuală a adaosului comercial“:* formularul se completează și se depune de către operatorii economici care importă, produc, distribuie și/sau comercializează benzină și motorină, și conține valoarea medie anuală a adaosului comercial calculată pentru anul 2025, defalcată pe tipuri de produse.

Din perspectiva regimului sancționator, OUG nr.

19/2026 instituie trei paliere de sancțiuni:

- depășirea adaosului comercial plafonat se sancționează cu amendă între 0,5% și 1% din cifra de afaceri anuală (constatată de ANPC pentru fapte vizând consumatorul final sau de Consiliul Concurenței pentru cele care vizează importatorii, producătorii și distribuitorii);
- realizarea exporturilor sau livrărilor intracomunitare fără acordul prealabil se sancționează cu amendă între 5% și 10% din cifra de afaceri anuală, însoțită de confiscarea bunurilor destinate, folosite sau rezultate din contravenție;
- nerespectarea obligațiilor de raportare sau furnizarea de informații inexacte se sancționează cu amendă între 0,1% și 0,5% din cifra de afaceri anuală.

Prin urmare, actul normativ configurează un cadru de intervenție temporară, cu caracter excepțional, orientat spre stabilizarea pieței produselor petroliere, protejarea consumatorilor și menținerea continuității activităților economice în condiții de volatilitate ridicată.

2.2. Ordonanța de urgență nr. 24/2026 privind reducerea accizei la motorină și instituirea contribuției de solidaritate asupra veniturilor din comercializarea țițeiului și a produselor energetice obținute din prelucrarea țițeiului extras de pe teritoriul României, precum și pentru modificarea și completarea OUG nr. 19/2026 („OUG nr. 24/2026”)

OUG nr. 24/2026 introduce un set de măsuri aplicabile începând cu data de 7 aprilie 2026, pe întreaga durată a situației de criză pe piața țițeiului și/sau a produselor petroliere, astfel cum aceasta este declarată (și eventual prelungită) prin OUG nr. 12/2026.

Principalele măsuri implementate sunt:

- Reducerea temporară a nivelului accizelor, de la 2.804,29 lei/1.000 litri la 2.504,29 lei/1.000 litri, respectiv de la 3.318,74 lei/tonă la 2.963,70 lei/tonă;
- Introducerea unei contribuții de solidaritate aplicabile titularilor de acorduri petroliere care extrag țiței în România și care, direct sau prin entități afiliate, procesează țițeiul și obțin venituri din vânzarea produselor energetice (respectiv toate produsele rezultate din procesarea țițeiului, inclusiv benzină, motorină, kerosen, păcură și GPL). Contribuția este datorată în lunile în care prețul mediu Brent depășește pragul de 70 USD/baril. Mecanismul de calcul al contribuției de solidaritate variază în funcție de structura vânzărilor:
 - i. în cazul în care titularul vinde țițeiul direct, contribuția reprezintă 60% din veniturile obținute din vânzarea țițeiului extras în România;
 - ii. în cazul în care vânzarea este realizată prin entități afiliate, contribuția variază între 1,5% și 9,9%, în funcție de prețul Brent și de anumiți indicatori de venit, fiind determinată pe baza:
 - (a) raportului dintre cantitatea de țiței produs intern și prelucrată în anul 2025 și cantitatea totală de țiței prelucrată în anul 2025; și
 - (b) veniturile totale generate din vânzarea produselor energetice în luna relevantă.

De asemenea, tranzacțiile dintre titularii de acorduri

petroliere și entitățile afiliate ale acestora, care implică țiței produs intern sau produse energetice derivate, vor fi evaluate la valoarea de piață, în conformitate cu prevederile Codului fiscal.

Contribuția de solidaritate constituie venit la bugetul de stat și este administrată de Agenția Națională de Administrare Fiscală.

3. Licența OFAC privind Petrotel-Lukoil

Potrivit declarațiilor de presă ale ministrului energiei Bogdan Ivan din 14 aprilie 2026, România a obținut o derogare specifică, acordată în cadrul regimului gestionat de OFAC, care permite reluarea activității rafinării Petrotel-Lukoil.

Rafinăria, inițial oprită pentru lucrări de revizie, a rămas ulterior închisă pe fondul sancțiunilor internaționale asupra Lukoil. În acest context, derogarea obținută creează cadrul necesar pentru repornirea activității, estimată de autorități ca fiind posibilă în aproximativ 45 de zile.

Conform informațiilor comunicate, reluarea activității este condiționată de respectarea strictă a unor cerințe esențiale: rafinăria nu va procesa țiței de proveniență rusă și nu vor exista fluxuri financiare către Federația Rusă.

4. Hotărârea Guvernului nr. 145/2026 pentru modificarea și completarea Hotărârea Guvernului nr. 1094/2025 privind instituirea unei scheme de ajutor de stat pentru compensarea creșterii prețului la motorină prin compensarea parțială a accizei la motorină utilizată drept combustibil pentru motor

În data de 12.03.2026, Guvernul României a adoptat Hotărârea de Guvern nr. 145/2026 pentru modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 1094/2025 privind instituirea unei scheme de ajutor de stat pentru compensarea creșterii accizei la motorină utilizată drept combustibil pentru motor (“HG 145/2026”).

Prin HG 145/2026 s-a aprobat prelungirea, până la finalul anului, a schemei de ajutor de stat destinată compensării creșterii prețului la motorină, prin acordarea unei compensări parțiale a accizei pentru motorină utilizată drept combustibil de către operatorii de transport.

De acest sprijin pot beneficia peste 6.200 de operatori economici, pentru motorina achiziționată până la data de 31 decembrie 2026. Ajutorul se acordă sub formă de grant, pentru perioada cuprinsă între intrarea în vigoare a hotărârii de Guvern și până la 30 aprilie 2027.

Valoarea totală a schemei de ajutor de stat depășește 650 de milioane de lei.

Compensarea se acordă diferențiat, în funcție de perioada achiziției motorinei, după cum urmează:

- 40 bani/litru pentru motorina achiziționată în intervalul 1 octombrie 2025 – 31 decembrie 2025;
- 65 bani/litru pentru motorina achiziționată în intervalul 1 ianuarie 2026 – 31 martie 2026;
- 85 bani/litru pentru motorina achiziționată în intervalul 1 aprilie 2026 – 31 decembrie 2026.

Pentru perioada 1 aprilie 2026 – 31 decembrie 2026, nivelul compensării este echivalent cu 1.954,29 lei pentru fiecare 1.000 de litri de motorină achiziționată.

WEC CENTRAL & EASTERN EUROPE

ENERGY FORUM

FOR

REGIONAL
2026

N®

14-17 JUNE 2026 NEPTUN INTERNATIONAL
CONFERENCE CENTRE

18TH EDITION

SAVE THE DATE!

14-17 JUNE 2026