

„Planul energetic pentru România 2030”

Document de Sinteză

Dumitru Chisăliță

Președinte Asociația Energia Inteligentă

24 Septembrie 2026

Zece decizii care nu mai pot fi amânate

Un document practic, pragmatic și cuantificabil, care să transforme criticile privind politica energetică în soluții aplicabile până în 2030. „*Planul energetic pentru România 2030*” nu este încă o strategie generală, ci un plan de intervenție construit în jurul întrebărilor: *Ce trebuie făcut? Cine trebuie să facă? Până când? Cu ce bani și care este rezultatul așteptat?*

Planul cuprinde zece măsuri prioritare:

1. **Păstrarea capacităților controlabile până la înlocuirea lor efectivă și finalizarea centralelor pe gaze întârziate și hidroenergie.**
2. **Maximizarea valorificării resurselor energetice ale României.**
3. **Accelerarea reactoarelor 3 și 4 de la Cernavodă și pregătirea realistă a programului SMR.**
4. **Dezvoltarea mixului stocării pe termen scurt, mediu și lung, inclusiv a hidrocentralelor cu acumulare prin pompaj.**
5. **Reengineeringul sistemului energetic și modernizarea rețelelor de transport și distribuție.**
6. **Protejarea ținută a consumatorilor vulnerabili și asigurarea energiei competitive pentru industria românească.**
7. **Cresterea calitatii guvernantei și profesionalizarea instituțiilor și a companiilor energetice de stat.**
8. **Planificarea consumului și infrastructura energetică a viitorului.**
9. **Reformarea companiilor electroenergetice și a mecanismului de formare a prețului.**
10. **Reforma fiscalității energetice.**

Radiografia energetică a României în 2026

România anului 2026 nu este o țară lipsită de resurse energetice. Dispune de gaze naturale, hidroenergie, două reactoare nucleare, cărbune, țiței, rafinării, biomasă și un sector regenerabil aflat într-o dezvoltare rapidă. Problema este incapacitatea de a transforma aceste avantaje într-un sistem coerent, sigur și competitiv. România continuă să importe energie în momentele critice, să suporte prețuri ridicate și să dezvolte capacitățile de producție mai repede decât rețelele și flexibilitatea necesare integrării lor.

Multă putere instalată, insuficientă putere disponibilă

Principala vulnerabilitate a Sistemului Energetic Național nu mai este numărul total al MW instalați, ci capacitatea care poate produce efectiv atunci când consumul o cere. România are un mix aparent diversificat – hidro, nuclear, gaze, cărbune, eolian și fotovoltaic –, dar aceste surse nu sunt întotdeauna disponibile simultan.

Producția hidro este influențată de secetă, energia nucleară de mentenanță și condițiile tehnice, centralele convenționale de disponibilitatea combustibilului, iar producția eoliană și fotovoltaică depinde de condițiile meteorologice.

În ianuarie 2026, consumul a urcat la aproximativ 9.119 MW, iar importurile au asigurat, în anumite intervale, aproximativ 23% din necesar. În timpul caniculei din vară, producția regenerabilă a avut o contribuție importantă pe timpul zilei, dar seara și noaptea importurile au ajuns până la aproximativ 31% din consum.

Oprirea temporară a celor două unități nucleare de la Cernavodă a arătat cât de repede se poate transforma un sistem aparent echilibrat într-unul dependent de importuri. În condiții normale, cele două reactoare asigură aproximativ 20% din producția națională de electricitate, iar absența lor nu poate fi compensată automat de puterea regenerabilă înscrisă în statistici.

Investiții numeroase, dar dezechilibrate

Anul 2026 a adus o accelerare reală a investițiilor. Până în luna august au fost conectate aproximativ 2.514 MW de capacități noi: 1.331 MW fotovoltaici, 496 MW eolieni, 663 MW de stocare, 20 MW pe hidrocarburi și 5 MW pe biogaz.

Problema este structura acestor investiții. Peste 70% din noile capacități de producție depind de condițiile meteorologice, în timp ce puterea controlabilă nouă a rămas aproape simbolică. România poate ajunge astfel să aibă foarte mulți MW instalați, dar să nu poată acoperi consumul într-o seară fără soare și vânt, într-o perioadă secetoasă sau în timpul unor indisponibilități nucleare.

Capacitatea de stocare disponibilă se apropia de 1.000 MW, însă puterea nu exprimă întreaga realitate. O mare parte a bateriilor poate furniza energie numai pentru una până la câteva ore și nu poate acoperi episoadele deficitare care se întind pe mai multe zile.

Cărbunele a fost retras înaintea construirii înlocuitorilor

România și-a asumat retragerea capacităților pe cărbune, dar centralele pe gaze care trebuiau să le înlocuiască nu au fost finalizate la timp. Proiectele planificate la Turceni și Ișalnița însumează aproximativ 1.325 MW de putere controlabilă rămasă deocamdată pe hârtie.

Iernut reprezintă exemplul cel mai vizibil al incapacității de a finaliza o investiție energetică strategică într-un termen predictibil. Mintia poate aduce o contribuție importantă, dar o singură centrală nu poate rezolva deficitul național de putere controlabilă și nici vulnerabilitățile regionale ale rețelei.

Situația poate fi rezumată printr-un paradox, România închide capacități existente pe baza unor calendare administrative ferme, dar construiește înlocuitorii după calendare comerciale și investiționale incerte.

Gazele naturale, avantaj strategic fără direcție economică

România devine cel mai mare dintre producătorii de gaze ai Uniunii Europene și își poate acoperi cea mai mare parte a consumului anual din producția internă. În zilele foarte reci, consumul poate depăși însă semnificativ producția curentă disponibilă, iar diferența este acoperită din depozite și eventuale importuri pentru perioade scurte de timp.

Neptun Deep, cu resurse recuperabile estimate la aproximativ 100 miliarde m³ și o producție potențială de circa 8 miliarde m³ pe an, poate schimba poziția energetică și economică a României. În același timp, nu este clar cât din această resursă va fi utilizată pentru producerea flexibilă de electricitate, petrochimie, îngrășăminte, termoficare, consum casnic sau export.

În lipsa unei direcții economice unitare, România poate deveni un producător și exportator important de gaze, dar poate rămâne cu o industrie slabă, cu importuri de produse cu valoare adăugată și cu energie scumpă.

Rețelele au devenit principala limitare

Capacitățile regenerabile sunt construite mai repede decât sunt modernizate rețelele de transport și distribuție. Dobrogea, Moldova, Banatul și anumite zone ale Transilvaniei se confruntă cu dificultăți de racordare, evacuare a energiei și echilibrare.

Rețelele trebuie să deservească simultan prosumatori, pompe de căldură, stații de încărcare, baterii, producție regenerabilă dispersată și consum industrial nou. Ele trebuie să gestioneze și trecerea de la circulația unidirecțională a energiei la fluxuri bidirecționale.

În lipsa capacității suficiente, energia poate exista într-o anumită zonă și într-un anumit interval, fără să poată fi transportată către locul în care este necesară. Costurile congestiilor, dezechilibrelor și întăririlor de rețea ajung în cele din urmă în tarifele plătite de consumatori.

Prețul nu reflectă avantajul resurselor interne

România produce o parte importantă a electricității din surse cu costuri operaționale reduse, în special hidro și nuclear. Cu toate acestea, consumatorul plătește un preț influențat de energia marginală scumpă, importuri, dezechilibre, tarife de rețea, contribuții, accize, TVA și costuri comerciale.

Pe 19 iunie 2026, prețul pe Piața pentru Ziua Următoare a variat în aceeași zi de la aproximativ 47,8 lei/MWh la 1.360 lei/MWh. Această diferență nu a reprezentat o variație similară a costului mediu de producție al întregului sistem, ci efectul deficitului orar, al lipsei flexibilității și al mecanismului marginal de formare a prețului.

Petrol, carburanți și încălzire

Rafinăriile românești reduc riscul unei penurii, dar nu asigură independența față de piața internațională. Aproximativ 19% din necesarul de motorină este asigurat prin rafinarea țițeiului extras intern, 59% prin rafinarea în România a țițeiului importat și 22% prin importul direct de produs finit. Prețurile rămân dependente de cotațiile internaționale, cursul de schimb, marjele de rafinare, accize și TVA.

Încălzirea clădirilor rămâne fragmentată și lipsită de o direcție clară. Unele localități extind rețelele de gaze, altele instalează pompe de căldură fără întărirea rețelilor electrice, iar sistemele de termoficare sunt fie abandonate, fie menținute fără modernizare. Astfel, sunt finanțate simultan infrastructuri concurente, dintre care unele pot deveni nerentabile înainte de amortizare.

Concluzie

România are un mix diversificat, resurse naturale importante și o poziție regională favorabilă. În același timp, are putere controlabilă insuficientă în orele critice, investiții întârziate, rețele rămase în urmă, stocare cu durată redusă, prețuri volatile și responsabilități dispersate.

Diagnosticul central este că România nu traversează în primul rând o criză de resurse, ci una de sincronizare, execuție și guvernare, construiește regenerabile înaintea rețelilor, închide capacități înaintea înlocuitorilor, pregătește producția de gaze înaintea unei direcții economice clare și folosește energia mai degrabă ca sursă fiscală decât ca avantaj competitiv.

Ce se poate întâmpla până în 2030 dacă România nu intervine

Problemele structurale ale sectorului energetic românesc în perioada 2027–2030

România intră în perioada 2027–2030 cu un avantaj energetic rar în regiune: gaze naturale, hidroenergie, energie nucleară, cărbune încă disponibil, rafinării, biomasă, potențial eolian și fotovoltaic important și o poziție strategică între Marea Neagră și Europa Centrală.

Cu toate acestea, lipsa coordonării dintre producție, rețele, consum, investiții, fiscalitate și politica industrială poate transforma aceste avantaje într-un sistem scump, volatil și dependent de importuri în momentele critice.

1. Peste 30.000 MW instalați, dar dependență de import în orele critice
2. Suprapunerea închiderii cărbunelui peste întârzierea centralelor pe gaze
3. Nefinalizarea centralelor pe gaze și a hidrocentralelor începute
4. Perioada critică a Unității 1 de la Cernavodă
5. Riscul blocării proiectelor nucleare noi
6. Regenerabile variabile tot mai multe, fără suficientă flexibilitate
7. Stocarea exclusiv pe bază de baterii cresc ca putere, dar rămân insuficiente ca durată
8. Lipsa stocării pe termen mediu și lung
9. Vulnerabilitatea simultană la secetă și temperaturi extreme
10. Blocarea sau utilizarea insuficientă a Coridorului Vertical
11. Investiții realizate fără demonstrarea recuperării lor
12. Neamenajarea hidroenergetică integrată a teritoriului
13. Rețelele devin principala frână a tranziției
14. Lipsa unui reengineering al întregului sistem energetic (electroenergetic, gaz, produse petroliere, termoficare etc)
15. Infrastructuri energetice care se canibalizează
16. Planificarea viitorului pe baza tehnologiilor trecutului
17. Lipsa trecerii coordonate către alte forme de energie
18. Capitalul scump pentru investițiile energetice
19. Prețul electricității poate deveni mai volatil, fără să devină mai mic

20. Ordinul de merit amplifică efectul producției marginale scumpe
21. Companii electroenergetice organizate necorespunzător și mecanism de preț nereformat
22. Industria românească își pierde competitivitatea
23. România poate pierde investiții și capacități de producție
24. Consumatorul casnic va plăti simultan tranziția și lipsa de organizare
25. Creșterea numărului consumatorilor vulnerabili
26. Energia rămâne „calul de bătaie” al bugetului
27. Prelungirea crizelor internaționale ale petrolului, gazelor și carburanților
28. Digitalizare întârziată, fragmentată sau prost realizată
29. Creșterea riscului cibernetic
30. Lipsa contorizării inteligente și a datelor energetice utilizabile
31. Lipsa interoperabilității între sistemele energetice
32. Guvernanță slabă și profesionalizare insuficientă
33. Lipsa unei entități naționale de planificare și coordonare energetică
34. Lipsa continuității politicilor energetice
35. Deficitul de personal calificat
36. Instabilitatea legislativă și contractuală
37. Eficiența energetică rămâne subordonată producerii de energie
38. Dependența de tehnologii și lanțuri de aprovizionare externe
39. Vulnerabilitatea infrastructurii energetice critice
40. Lipsa integrării piețelor de electricitate, gaze, căldură și mobilitate

În scenariul inerției, România nu va duce lipsă de proiecte energetice. Va duce lipsă de sincronizarea lor. Iar costul acestei lipse de coordonare va fi plătit în facturi, importuri și oportunități industriale pierdute.

Planul 1. Putere controlabilă și continuitatea alimentării

România se află într-o situație în care puterea instalată crește, dar capacitatea efectiv disponibilă în orele critice rămâne insuficientă. Retragera grupurilor pe cărbune nu este sincronizată cu finalizarea centralelor pe gaze și a hidrocentralelor începute. În scenarii cu secetă, producție eoliană și solară redusă, indisponibilitate nucleară și importuri regionale limitate, deficitul instantaneu este estimat la 1.500–3.000 MW, iar importurile pot ajunge la 20–35% din consum.

Ce trebuie făcut?

Documentul stabilește principiul „*închidere numai după înlocuire*”, nicio capacitate necesară securității Sistemului Energetic Național nu poate fi retrasă definitiv înainte ca înlocuitorul să fie construit, racordat, testat și disponibil comercial. Portofoliul analizat cuprinde Iernut – aproximativ 430 MW, Mintia – până la 1.700 MW, Turceni – aproximativ 475 MW, Ișalnița – aproximativ 850 MW și minimum 500 MW proveniți din hidrocentrale viabile aflate în stadii avansate. Documentul include și menținerea temporară a 1.500–2.500 MW existenți, în funcție de necesitățile de adecvanță, sub formă de rezervă strategică sau funcționare sezonieră.

Cine răspunde?

Coordonarea revine Guvernului, prin Cancelaria Prim-Ministrului, iar Ministerul Energiei este titularul programului. Transelectrica certifică necesarul și contribuția fermă a capacităților, ANRE stabilește cadrul de remunerare, iar Romgaz, Complexul Energetic Oltenia, Hidroelectrică și investitorii privați execută eventualele proiectele. Ministerele Mediului și Finanțelor răspund de autorizări, garanții și instrumente financiare.

Până când?

Programul și lista proiectelor trebuie stabilite până la 31 martie 2027, iar regula de retragere și mecanismul de capacitate până la 30 iunie 2027. Proiectele avansate sunt programate pentru 2027–2028, centralele care înlocuiesc cărbunele și primul portofoliu hidro pentru 2028–2029, iar întregul program trebuie finalizat până la 31 decembrie 2030.

Cu ce bani?

Necesarul estimat este de 5–7 miliarde euro, din care 1,5–2 miliarde din capitalul și împrumuturile companiilor, 2–3 miliarde din capital privat, 1–1,5 miliarde din Fondul pentru Modernizare și fonduri europene și 0,5–1 miliard din garanții și instrumente mixte. Rezerva de aproximativ 2.000 MW ar costa suplimentar 100–200 milioane euro anual.

Care este rezultatul așteptat?

Ținta pentru 2030 este obținerea a 3.500–4.500 MW controlabili noi, modernizați sau ferm contractați, minimum 500 MW hidro, rezervă fermă de 15%, disponibilitate tehnică de 90%, deficit intern sub 500 MW și importuri sub 10% în majoritatea orelor critice.

Planul 2. Valorificarea resurselor energetice pentru dezvoltarea României

România dispune de gaze naturale, hidroenergie, apă, biomasă, resurse geotermale și un potențial important eolian și solar, dar le valorifică fragmentat. Gazele riscă să fie comercializate fără dezvoltarea suficientă a industriei interne, amenajările hidro sunt blocate sau evaluate exclusiv prin energia produsă, iar resursele locale nu sunt corelate sistematic cu necesitățile economice și energetice ale comunităților.

Ce trebuie făcut?

Planul prevede trei direcții: valorificarea economică a gazelor din Marea Neagră, constituirea Fondului Român pentru Apă și Energie și dezvoltarea resurselor energetice locale. Accesul la gaze este prevăzut prin contracte transparente pe 3–10 ani, fără blocarea exporturilor. Componenta hidro tratează acumulările ca infrastructuri multifuncționale pentru energie, apă potabilă, irigații, combaterea secetei și reducerea riscului de inundații. Componenta locală cuprinde geotermie, biomasă, biogaz, solar, pompe de căldură, recuperarea căldurii și termoficare de joasă temperatură.

Cine răspunde?

Coordonarea revine Guvernului. Ministerul Energiei gestionează componenta energetică, Ministerul Economiei – dezvoltarea industrială, Ministerul Mediului și Apele Române – amenajările hidrotehnice, Ministerul Agriculturii – irigațiile, iar Ministerul Finanțelor – mecanismul financiar. Transgaz, Romgaz, OMV Petrom, Hidroelectrica și autoritățile locale asigură implementarea, sub supravegherea ANRE și a Consiliului Concurenței.

Până când?

Programul și inventarul resurselor sunt prevăzute pentru 30 iunie 2027, Fondul pentru Apă și Energie pentru 1 iulie 2027, iar primele contracte industriale pentru trimestrul IV 2027. Amenajările integrate și proiectele locale încep în perioada 2027–2028, cu atingerea obiectivelor la 31 decembrie 2030.

Cu ce bani?

Necesarul total este estimat la 6–9 miliarde euro, majoritar capital privat. Sursele includ investiții industriale, redevențe și venituri din gaze, Fondul pentru Modernizare, fonduri europene, InvestEU, obligațiuni verzi, bugete locale și parteneriate public–private. Fondul pentru Apă și Energie ar mobiliza 300–500 milioane euro anual.

Rezultatul așteptat

Țintele pentru 2030 sunt: 2–3 miliarde m³/an de gaze valorificate productiv, investiții industriale de minimum 2 miliarde euro, 500 MW hidro, 500 milioane m³ de apă stocată suplimentar, 500 MW electrici și 750 MW termici din resurse locale, 250 de comunități energetice, 150.000 de gospodării și IMM-uri beneficiare și cel puțin 10.000 de locuri de muncă.

Planul 3. Programul Nuclear România 2030

România depinde de cele două reactoare de la Cernavodă pentru aproximativ 20% din producția națională de electricitate, în timp ce Unitatea 1 urmează să intre în retehnologizare. Unitățile 3 și 4 sunt discutate de mai multe decenii fără să fi ajuns în etapa unei construcții efective, iar proiectul SMR păstrează incertitudini privind maturitatea tehnologiei, costul total, finanțarea și calendarul. Fără capacități nucleare noi, după 2030 poate crește dependența României de gaze și importuri.

Ce trebuie făcut?

Documentul separă cele două proiecte. Unitățile 3 și 4, bazate pe tehnologia CANDU deja cunoscută în România, trebuie aduse într-un stadiu investițional ireversibil. Pentru SMR este prevăzut un traseu etapizat, în care continuarea depinde de maturitatea tehnologiei, costul complet, finanțare, autorizare, infrastructură și competitivitatea energiei produse. Programul include și corelarea proiectelor noi cu retehnologizarea Unității 1, dezvoltarea combustibilului nuclear, gestionarea deșeurilor, pregătirea specialiștilor și calificarea furnizorilor români.

Cine răspunde?

Guvernul răspunde de deciziile strategice și garanții, Ministerul Energiei de coordonare, iar Nuclearelectrica și EnergoNuclear de implementare. Ministerul Finanțelor gestionează structura financiară, CNCAN autorizarea și supravegherea, Transelectrica racordarea și adecvanța SEN, iar Ministerul Energie dezvoltarea lanțului industrial. Partenerii tehnologici, instituțiile de credit la export și finanțatorii internaționali participă la finanțare și execuție.

Până când?

Structura programului este prevăzută pentru 30 iunie 2027. Decizia finală de investiție pentru Unitățile 3 și 4 trebuie adoptată până la 31 decembrie 2027, contractul principal până la 30 iunie 2028, iar minimum 80% din finanțare trebuie închisă până la sfârșitul anului 2028. Ținta este atingerea unui progres fizic de minimum 30% până la 31 decembrie 2030. Pentru SMR, evaluările și costul de referință sunt prevăzute pentru 2027, iar decizia condiționată pentru 2028–2029.

Cu ce bani?

Costul estimativ al Unităților 3 și 4 este de 7–9 miliarde euro, dintre care 3–4,5 miliarde ar fi angajate până în 2030. Pentru dezvoltarea și autorizarea SMR sunt prevăzute maximum 500–800 milioane euro. Sursele includ capitalul Nuclearelectrica, credite la export, împrumuturi, obligațiuni, garanții de stat și contracte pentru diferență.

Rezultatul așteptat

Până în 2030, Unitățile 3 și 4 trebuie să aibă finanțarea asigurată, contractul semnat și minimum 30% progres fizic. Participarea industriei românești este stabilită la 35–40%, cu 5.000 de specialiști și 100 de furnizori calificați. SMR trebuie să ajungă la o decizie explicită de construire, redimensionare sau amânare, fără obligații financiare nelimitate pentru stat.

Planul 4. Mix național de stocare și flexibilitate

România se află într-o etapă de creștere rapidă a capacităților fotovoltaice și eoliene, însă producția acestora nu coincide întotdeauna cu profilul consumului. Bateriile existente și proiectate sunt orientate predominant către servicii de scurtă durată și nu pot acoperi integral vârful de seară, noaptea sau perioadele de mai multe zile cu producție regenerabilă redusă. Lipsa stocării adecvate și amplasate în punctele potrivite ale rețelei contribuie la dezechilibre, congestii, importuri și volatilitatea prețurilor.

Ce trebuie făcut?

Un portofoliu care diferențiază stocarea după durata și serviciul furnizat: 500–750 MW pentru răspuns rapid, 2.000–2.500 MW și 5–8 GWh pentru transferul energiei între prânz și seară, 1.000–1.500 MW și 6–10 GWh pentru intervale de 4–12 ore și 500–1.000 MW pentru stocare de lungă durată. Mixul analizat include baterii, acumulare hidro prin pompaj, stocare termică, tehnologii alternative și consum flexibil. Sunt prevăzuți minimum 1.000 MW de consum care poate fi redus sau mutat în afara orelor de vârf.

Cine răspunde?

Guvernul și Ministerul Energiei coordonează politica și finanțarea. Transelectrica stabilește necesarul și amplasamentele, ANRE cadrul de reglementare, iar OPCOM produsele de piață. Hidroelectrica gestionează proiectele de pompaj și conversia amenajărilor existente, operatorii de distribuție stocarea locală, iar investitorii privați dezvoltarea și operarea majorității capacităților.

Până când?

Studiul național de necesar este prevăzut pentru 30 iunie 2027, iar cadrul de piață și harta amplasamentelor pentru 30 septembrie 2027. Primele licitații sunt planificate în trimestrul IV 2027. Se stabilesc praguri de minimum 8 GWh în 2028, 12 GWh în 2029 și 15–20 GWh până la 31 decembrie 2030, împreună cu cel puțin un proiect de pompaj în execuție avansată.

Cu ce bani?

Necesarul estimat este de 4–6,5 miliarde euro: 1,5–2,5 miliarde pentru baterii rapide, 1–1,5 miliarde pentru stocarea de 4–12 ore, 1,5–2,5 miliarde pentru pompaj hidro și restul pentru stocare termică, digitalizare și proiecte-pilot. Finanțarea este predominant privată și mixtă, completată de Fondul pentru Modernizare, InvestEU, Fondul de Inovare, obligațiuni și capitalul Hidroelectrica.

Rezultatul așteptat

Ținta pentru 2030 este de 4.000–5.000 MW și 15–20 GWh, cu minimum 25% în instalații de peste patru ore, 500–1.000 MW de pompaj și 1.000 MW consum flexibil. Efectele estimate sunt reducerea cu 30% a costurilor de echilibrare, cu 50% a energiei regenerabile limitate, cu 25% a importurilor de vârf și cu 30% a orelor cu prețuri extreme.

Planul 5. Reengineeringul sistemului energetic și modernizarea rețelelor

România își planifică separat rețelele de electricitate, gaze și termoficare, folosind ipoteze diferite privind evoluția consumului. Producția regenerabilă se dezvoltă mai repede decât capacitatea rețelelor, racordările durează prea mult, digitalizarea este fragmentată, iar unele investiții riscă să fie insuficient utilizate. Consumatorii suportă prin tarife atât infrastructura necesară, cât și costul activelor supradimensionate, întârziate sau amplasate necorespunzător.

Ce trebuie făcut?

Grupăm producția, consumul, stocarea și infrastructura într-un singur sistem planificat digital. Sunt cuprinse modernizarea transportului și distribuției electrice, contorizarea inteligentă, digitalizarea racordărilor, modernizarea rețelelor de gaze, reducerea emisiilor de metan și transformarea termoficării prin cogenerare, pompe de căldură, geotermie, recuperarea căldurii și stocare termică.

Cine răspunde?

Guvernul asigură coordonarea, iar Ministerul Energiei gestionează programul. Transelectrica, Transgaz și operatorii de distribuție răspund de planificare și execuție. ANRE stabilește tarifele și indicatorii de performanță. Autoritățile locale și operatorii de termoficare gestionează rețelele termice, STS și DNSC securitatea digitală, iar OPCOM, BRM, furnizorii și agregatorii flexibilitatea și accesul la date.

Până când?

Modelul energetic integrat și harta națională sunt prevăzute pentru 30 iunie 2027, iar lista proiectelor prioritare și noul cadru de racordare pentru 30 septembrie 2027. Centrele regionale de date și flexibilitate sunt programate pentru 2028, minimum 60% dintre proiectele prioritare pentru 2029, iar realizarea Țintelor pentru 31 decembrie 2030.

Cu ce bani?

Necesarul estimat este de 12–17 miliarde euro: 2–3 miliarde pentru transportul electric, 5–7 miliarde pentru distribuție, 1–1,5 miliarde pentru digitalizare, 1–1,5 miliarde pentru gaze și 2,5–4 miliarde pentru termoficare și răcire urbană. Finanțarea provine din planurile operatorilor, fonduri europene, Fondul pentru Modernizare, obligațiuni, credite, bugete locale și capital privat.

Rezultatul așteptat

Țintele includ 5.000 MW capacitate suplimentară de racordare, 80% contorizare inteligentă, 1.000 MW consum flexibil, reducerea congestiilor, întreruperilor și termenelor de racordare, precum și modernizarea termoficării pentru 500.000 de apartamente. Rezultatul urmărit este utilizarea mai eficientă a infrastructurii și limitarea presiunii investițiilor nerecuperabile asupra tarifelor.

Planul 6. Energie accesibilă pentru populație și competitivă pentru industrie

România utilizează plafonări generalizate care subvenționează inclusiv consumatorii care își permit energia, generează datorii publice și nu reduc vulnerabilitatea structurală. Gospodăriile vulnerabile sunt identificate incomplet, iar sprijinul nu reflectă suficient venitul, caracteristicile locuinței, clima și consumul esențial. În paralel, industria suportă prețuri volatile și contracte scurte, în timp ce competitorii europeni beneficiază de PPAs, contracte pentru diferență și alte instrumente predictibile.

Ce trebuie făcut?

Pentru populație este prevăzut un sistem de protecție țintită, bazat pe un cont energetic virtual și pe evaluarea reală a vulnerabilității. Ajutorul acoperă numai consumul esențial și este completat prin eficientizarea locuințelor. Pentru industrie este prevăzută contractarea transparentă a energiei electrice și gazelor pe perioade de 3–10 ani, agregarea consumului IMM-urilor, garanții limitate și sprijin condiționat de investiții, eficiență și menținerea activității în România.

Cine răspunde?

Guvernul stabilește cadrul general, Ministerul Muncii gestionează registrul și plățile, iar Ministerul Energiei mecanismul energetic. ANRE, ANAF, autoritățile locale, distribuitorii și furnizorii furnizează datele, verifică eligibilitatea și aplică ajutorul. Ministerul Economiei, OPCOM, BRM, producătorii și băncile gestionează componenta industrială, contractarea și garanțiile.

Până când?

Registrul unic și metodologia trebuie realizate până în 31 decembrie 2026, testarea pentru primele trei luni din 2027, iar aplicarea protecției țintite de la 1 aprilie 2027. Platforma industrială și primele licitații sunt programate până la 30 septembrie 2027. Țintele privind eficientizarea locuințelor și contractele industriale trebuie atinse până la 31 decembrie 2030.

Cu ce bani?

Necesarul public este estimat la 5–7 miliarde euro pentru perioada 2027–2030. Ajutorul direct reprezintă aproximativ 500–700 milioane euro anual, iar eficientizarea locuințelor vulnerabile 3–4 miliarde euro cumulativ. Sursele sunt bugetul de stat, Fondul Social pentru Climă, Fondul pentru Modernizare, fondurile de coeziune și veniturile ETS. Componenta industrială este finanțată predominant privat, completată de un fond de garantare de 500 milioane–1 miliard euro.

Rezultatul așteptat

Până în 2030 sunt prevăzute 1,5 milioane de gospodării evaluate anual, 1–1,5 milioane protejate, 500.000 de locuințe eficientizate și reducerea cu 30% a sărăciei energetice severe. Pentru industrie, țintele sunt 10–15 TWh/an de electricitate și 1,5–2 miliarde m³/an de gaze contractate, 500 de companii participante, investiții de 2 miliarde euro și reducerea consumului specific cu 10–15%.

Planul 7. Guvernanță profesionistă și responsabilitate în energie

Sectorul energetic românesc este afectat de numiri interimare prelungite, schimbarea frecventă a conducătorilor, selecții formale, mandate fără indicatori comparabili și lipsa răspunderii individuale pentru investițiile întârziate. Numeroase proiecte parcurg repetitiv traseul anunț–studiu–schimbare de conducere–renegociere–amânare–creștere de cost. Responsabilitatea rămâne atribuită generic instituțiilor, fără identificarea persoanelor care răspund de calendar, buget și rezultate.

Ce trebuie făcut?

Conducerile sunt selectate prin matrice publice de competență, iar contractele de mandat includ indicatori privind investițiile rentabile, costurile, termenele, disponibilitatea activelor și calitatea serviciilor. Proiectele strategice de peste 100 milioane euro sunt monitorizate unitar, au responsabili nominali și trec prin cinci porți de decizie: necesitate, fezabilitate, finanțare, contractare și execuție. Întârzierile mai mari de 90 de zile sau depășirile de cost de peste 10% sunt însoțite de planuri publice de recuperare.

Cine răspunde?

Guvernul și Cancelaria Prim-Ministrului asigură coordonarea. AMEPIP și Secretariatul General al Guvernului stabilesc standardele, iar Ministerele Energiei și Finanțelor exercită atribuțiile de acționar. ANRE stabilește indicatorii reglementați, consiliile de administrație selectează managementul, iar Curtea de Conturi, ANI și autoritățile de audit verifică respectarea regulilor. Parlamentul asigură controlul public anual.

Până când?

Codul de guvernanță este prevăzut pentru 30 iunie 2027, iar inventarul mandatelor și competențelor pentru 30 septembrie 2027. Selecțiile conducătorilor interimare trebuie încheiate până la 31 martie 2028, platforma publică de performanță până la 30 iunie 2028, iar toate proiectele strategice trebuie administrate prin noul sistem până la sfârșitul anului 2028. Obiectivele finale au termen 31 decembrie 2030.

Cu ce bani?

Costul estimat este de 150–250 milioane euro pentru recrutare, raportare digitală, managementul proiectelor, audituri, formare și securitatea datelor. Sursele sunt bugetele companiilor, bugetul de stat, asistența tehnică europeană și fondurile pentru capacitate administrativă. Valoarea reprezintă sub 1% din marile investiții energetice programate.

Rezultatul așteptat

Țintele includ selecție competitivă pentru toate conducătorii, interimare sub 5%, minimum 70% administratori cu experiență relevantă, raportare trimestrială integrală, abateri medii sub 10% de la buget și 15% de la calendar, 500 de specialiști formați, 100 de manageri de proiect certificați și minimum 500 milioane euro costuri evitate.

Planul 8. Consumul și infrastructura energetică a viitorului

România dezvoltă separat rețelele de gaze, electricitate și termoficare, fără o prognoză unitară privind evoluția consumului. În unele localități sunt finanțate infrastructuri concurente, în timp ce termoficarea de joasă temperatură, pompele de căldură, răcirea urbană, geotermia, căldura reziduală și comunitățile energetice sunt slab integrate. Există astfel riscul construirii unor rețele care vor avea puțini utilizatori și vor deveni nerentabile înainte de recuperarea investiției.

Ce trebuie făcut?

Documentul prevede o prognoză națională a consumului până în 2050 și zonarea energetică a fiecărei localități. Sunt diferențiate cinci categorii: termoficare modernizată în zonele dense, electrificare în clădirile și rețelele adecvate, gaze de tranziție acolo unde infrastructura existentă este utilizată suficient, resurse locale și soluții individuale sau comunitare pentru zonele izolate.

Portofoliul include termoficare de joasă temperatură, pompe de căldură, răcire urbană, mobilitate electrică și comunități care reunesc producția, consumul, stocarea și flexibilitatea.

Cine răspunde?

Guvernul și Ministerul Energiei asigură cadrul național, Ministerul Dezvoltării stabilește standardele pentru localități și clădiri, iar Ministerul Mediului evaluează resursele și emisiile. ANRE furnizează datele și reglementarea, autoritățile locale și consiliile județene realizează planurile teritoriale, operatorii elaborează scenariile de rețea, iar Transelectrica și Transgaz asigură integrarea națională. INS furnizează prognozele demografice și de consum.

Până când?

Metodologia este prevăzută pentru 30 iunie 2027, iar harta consumului și resurselor pentru 31 decembrie 2027. Planurile municipiilor și zonelor vulnerabile au termen 30 iunie 2028, iar zonarea simplificată a tuturor localităților trebuie încheiată până la 31 decembrie 2028. Proiectele prioritare intră în execuție în 2029, cu atingerea țintelor la sfârșitul anului 2030.

Cu ce bani?

Necesarul estimat este de 7–10 miliarde euro: 2,5–3,5 miliarde euro pentru termoficare, 2–3 miliarde euro pentru pompe de căldură și eficiență, iar restul pentru răcire, comunități, mobilitate și digitalizare. Sursele includ fonduri europene, bugete locale, capitalul operatorilor, credite BEI/BERD și capital privat.

Rezultatul așteptat

Țintele includ zonarea tuturor localităților, 20 de rețele de joasă temperatură, 500.000 de pompe de căldură, 500.000 de apartamente în termoficare modernizată, 250 de comunități energetice, cinci proiecte de răcire urbană și 50.000 de puncte de încărcare. Efectul urmărit este evitarea investițiilor nerecuperabile și reducerea facturilor beneficiarilor cu 15–20%.

Planul 9. Reformarea pieței de energie și trecerea la companii cu mix energetic diversificat

România are o piață a energiei caracterizată prin companii organizate predominant în funcție de sursa de producție – hidro, nuclear, cărbune, gaze sau regenerabile – fără portofolii diversificate care să combine costurile și riscurile diferitelor tehnologii. Lichiditatea redusă a piețelor la termen și utilizarea prețului marginal drept reper pentru volume extinse transferă volatilitatea pieței spot către populație și industrie. Astfel, o cantitate limitată de energie scumpă poate influența prețul întregii piețe.

Ce trebuie făcut? Documentul prevede constituirea a minimum trei–patru portofolii energetice concurente, fiecare reunind producție cu cost redus, capacități controlabile, surse regenerabile, stocare și flexibilitate. Ordinul de merit rămâne mecanismul de dispecerizare, echilibrare și tranzacționare spot, însă prețul marginal nu mai reprezintă automat referința pentru întreaga energie consumată. Până în 2030, 75–80% din consum ar urma să fie acoperit prin contracte pe termen mediu și lung, bazate pe costul mediu ponderat al portofoliilor.

Cine trebuie să facă? Reforma este coordonată de Guvern și Ministerul Energiei. ANRE stabilește metodologia și transparența costurilor, Consiliul Concurenței analizează concentrarea, Ministerul Finanțelor și AMEPIP gestionează participațiile statului, OPCOM dezvoltă platformele contractuale, iar Transelectrica evaluează efectele asupra sistemului. Producătorii și furnizorii constituie portofoliile și oferă contractele.

Până când? Auditul pieței este prevăzut pentru iunie 2027, legislația pentru decembrie 2027, iar portofoliile-pilot și platforma OPCOM pentru iulie 2028. Contractarea la termen ar trebui să ajungă la 60% în 2028, 70% în 2029 și 75–80% în 2030.

Cu ce bani? Efortul financiar este estimat la 650 milioane–1,3 miliarde de euro, incluzând auditul, digitalizarea, restructurarea și o facilitate de garantare. Sursele sunt bugetul de stat, Fondul pentru Modernizare, dividendele companiilor, finanțarea BEI/BERD și capitalul privat.

Rezultatul așteptat este limitarea expunerii spot la 20–25%, reducerea volatilității prețului final cu minimum 40%, contractarea anuală a 10–15 TWh pentru industrie și accesul populației la prețuri stabile pentru perioade de până la trei ani.

Planul 10. Reforma fiscalității energetice, de la taxarea energiei la taxarea dezvoltării economice

România are o fiscalitate energetică fragmentată, instabilă și folosită frecvent pentru acoperirea deficitului bugetar. TVA, accizele, taxele pe cifra de afaceri, contribuțiile speciale, certificatele și tarifele administrative se cumulează în prețul final. Unele obligații sunt aplicate veniturilor, nu profiturilor, afectând inclusiv companiile cu marje reduse sau cu investiții în derulare. Impredictibilitatea fiscală majorează costul finanțării, amână proiectele și transferă riscul fiscal în facturile populației și industriei.

Ce trebuie făcut? Documentul prevede reunirea taxelor într-un Cod fiscal energetic, eliminarea obligațiilor temporare și suprapuse, protejarea fiscală a consumului esențial și înlocuirea taxării cifrei de afaceri cu taxarea profiturilor excepționale reale. Facilitățile fiscale sunt condiționate de investiții verificabile, iar proiectele strategice pot beneficia de acorduri de stabilitate. Reforma include reinvestirea unei părți din profiturile companiilor de stat și combaterea evaziunii din carburanți și energie.

Cine trebuie să facă? Guvernul coordonează reforma, Ministerul Finanțelor evaluează impactul bugetar, iar Ministerul Energiei analizează efectele asupra investițiilor și securității. ANRE calculează impactul în facturi, Consiliul Concurenței verifică neutralitatea măsurilor, ANAF gestionează colectarea și controlul, iar Parlamentul adoptă cadrul fiscal unificat.

Până când? Inventarul taxelor până în martie 2027, evaluarea impactului pentru iunie, Pactul fiscal pentru septembrie, iar adoptarea Codului pentru decembrie 2027. Aplicarea începe în 2028, taxele suprapuse sunt eliminate până la sfârșitul anului 2029, iar stabilizarea sistemului este programată pentru 31 decembrie 2030.

Cu ce bani? Impactul bugetar brut este estimat la 4–6 miliarde lei anual. Compensarea provine din reducerea evaziunii, colectarea mai bună a TVA și accizelor, eliminarea facilităților ineficiente, veniturile noilor investiții și fondurile europene pentru digitalizare.

Rezultatul așteptat este reducerea numărului taxelor cu minimum 25%, diminuarea facturii consumului esențial cu 5–8%, protejarea a 2–2,5 milioane de gospodării, mobilizarea a minimum 10 miliarde de euro în investiții și reducerea evaziunii la carburanți cu cel puțin 30%. Reforma trebuie să devină neutră bugetar până în 2030.

Calendar executiv de acțiuni 2026–2030

1. Etapa de pregătire: decembrie 2026 – martie 2027

Termen	Instituții responsabile	Acțiunea obligatorie	Livrabil/rezultat verificabil
31 decembrie 2026	Guvernul, Ministerul Muncii, Ministerul Energiei, ANAF, ANRE și autoritățile locale	Crearea Registrului unic al consumatorilor vulnerabili și aprobarea metodologiei de sprijin	Registru funcțional, care integrează venitul, componența familiei, caracteristicile locuinței și consumul energetic
31 decembrie 2026	Furnizorii și operatorii distribuție	Adaptarea sistemelor informatice pentru aplicarea automată a ajutorului	Sisteme de facturare pregătite pentru identificarea beneficiarilor și scăderea ajutorului din factură
Ianuarie–martie 2027	Ministerul Muncii, ANAF, ANRE, autoritățile locale, furnizorii și distribuitorii	Testarea Registrului, verificarea eligibilității și simularea plății ajutorului	Testarea completă a fluxului: identificare–validare–calcul–transfer–factură
31 martie 2027	Ministerul Finanțelor și Ministerul Energiei	Inventarierea taxelor, contribuțiilor și tarifelor din electricitate, gaze și carburanți	Registru complet al fiscalității energetice și evaluarea preliminară a impactului în prețuri
31 martie 2027	Guvernul și Ministerul Energiei	Aprobarea listei proiectelor din Programul național pentru putere controlabilă 2027–2030	Listă oficială de proiecte, fiecare cu responsabil nominal, buget, calendar și indicatori lunari
1 aprilie 2027	Guvernul, Ministerul Muncii și Ministerul Energiei	Înlocuirea plafonării generalizate cu protecția socială țintită	Ajutor diferențiat în funcție de venit, consum necesar, componența gospodăriei și caracteristicile locuinței

2. Marile decizii structurale – până la 30 iunie 2027

Domeniu	Responsabil principal	Acțiunea obligatorie	Rezultat verificabil la 30 iunie 2027
Capacități controlabile	Guvernul și Parlamentul	Adoptarea regulii „închidere numai după înlocuire”	Nicio capacitate de peste 50 MW nu poate fi retrasă înaintea certificării înlocuitorului de către Transelectrica
Mecanism de capacitate	Ministerul Energiei, Transelectrica și ANRE	Instituirea mecanismului concurențial de capacitate și a rezervei strategice	Cadru de remunerare pentru aproximativ 2.000 MW de capacitate disponibilă în situații critice
Valorificarea resurselor	Guvernul	Adoptarea Programului de valorificare a resurselor energetice	Program aprobat pentru gaze, apă, resurse locale și dezvoltare industrială
Energie nucleară	Guvernul și Ministerul Energiei	Adoptarea Programului Nuclear România 2030	Trasee distincte pentru Cernavodă 3 și 4 și SMR
Stocare și flexibilitate	Guvernul și Ministerul Energiei	Adoptarea Programului național de stocare și flexibilitate	Ținte naționale în MW, MWh, durată de descărcare și consum flexibil
Rețele energetice	Guvernul și Ministerul Energiei	Adoptarea programului de reengineering al sistemului	Portofoliu integrat de investiții în electricitate, gaze și termoficare
Planificare locală	Guvernul, Ministerul Energiei și Ministerul Dezvoltării	Adoptarea metodologiei de planificare energetică locală	Metodologie unică pentru zonarea energetică a localităților
Guvernanță	Guvernul, SGG și AMEPIP	Adoptarea Codului de guvernanță și performanță în energie	Reguli privind selecția conducerilor, mandatele, indicatorii și răspunderea managerială
Adecvanță și stocare	Transelectrica	Finalizarea studiului național privind adecvanța și necesarul de stocare	Necesarul de putere controlabilă, stocare și flexibilitate pe zone

Pompaj hidro	Hidroelectrica și Transelectrica	Evaluarea proiectelor de acumulare prin pompaj și a lacurilor existente	Lista proiectelor viabile, puterea, capacitatea, costul și calendarul
Apă-energie-agricultură	Ministerul Mediului, Apele Române, Ministerul Agriculturii și Ministerul Energiei	Realizarea hărții bazinelor hidrografice	Proiecte prioritizate pentru energie, irigații, alimentare cu apă și protecție împotriva inundațiilor
Cernavodă 3 și 4	Nuclearelectrica și EnergoNuclear	Actualizarea costului și calendarului	Buget de referință, calendar contractual și structură preliminară de finanțare
SMR	Nuclearelectrica, Ministerul Energiei și CNCAN	Evaluarea maturității tehnologice	Raport privind designul, autorizarea, combustibilul, furnizorii și proiectul internațional de referință
Piața energiei	ANRE și Consiliul Concurenței	Auditarea pieței, costurilor și concentrării	Raport privind costurile de producție, structura pieței și gradul de concentrare

3. Contractare, reglementare și finanțare – iulie–decembrie 2027

Termen	Responsabili	Acțiune	Livrabil
1 iulie 2027	Ministerul Finanțelor	Instituirea Fondului Român pentru Apă și Energie	Mecanism multianual alimentat inclusiv din veniturile statului obținute din exploatarea gazelor
30 septembrie 2027	Ministerul Energiei și producătorii de gaze	Lansarea platformei pentru contracte de gaze pe 3–10 ani	Produse standard pentru consumatori industriali și proiecte energetice
30 septembrie 2027	ANRE	Aprobarea cadrului de piață pentru stocare, flexibilitate și racordare	Reguli de acces, tarifyare, licențiere și remunerare
30 septembrie 2027	Transelectrica și operatorii de distribuție	Publicarea hărții capacităților disponibile	Capacitate de racordare publicată pe stații, zone și niveluri de tensiune
30 septembrie 2027	OPCOM/BRM	Lansarea platformei pentru contracte industriale pe termen lung	Produse standardizate și reguli transparente de tranzacționare

30 septembrie 2027	Guvernul	Prezentarea Pactului pentru stabilitate fiscală 2028–2035	Reguli fiscale predictibile și calendarul reducerii taxelor suprapuse
30 septembrie 2027	Ministerul Energiei	Proiectarea portofoliilor energetice mixte	Minimum trei scenarii de portofolii evaluate
Trimestrul IV 2027	ANRE, OPCOM/BRM și Ministerul Energiei	Organizarea primelor licitații	Licitații pentru stocare, capacitate, flexibilitate și contracte industriale
31 decembrie 2027	Parlamentul	Adoptarea Codului fiscal energetic	Cadru fiscal energetic unificat
31 decembrie 2027	Guvernul și Parlamentul	Adoptarea legislației pentru reforma pieței	Cadru legal pentru portofolii mixte și contractare pe termen lung
31 decembrie 2027	Nuclearelectrica și Guvernul	Decizia finală de investiție pentru Cernavodă 3 și 4	Hotărâre definitivă privind continuarea proiectului
31 decembrie 2027	Consiliile județene și autoritățile locale	Elaborarea hărților resurselor energetice locale	Hartă pentru fiecare județ, corelată cu resursele, consumul și rețelele
31 decembrie 2027	Nuclearelectrica și Ministerul Energiei	Stabilirea costului complet al SMR	Cost total, cost/MW, costul finanțării și prețul probabil al energiei
31 decembrie 2027	Ministerul Energiei, INS, Transelectrica și Transgaz	Finalizarea prognozei integrate a consumului	Scenarii naționale pentru 2030, 2035 și 2050

4. Anul 2028 – trecerea la execuție

Termen	Responsabili	Acțiune	Țintă verificabilă
1 ianuarie 2028	Guvernul și Ministerul Finanțelor	Începerea reformei fiscalității energetice	Consolidarea taxelor, protejarea consumului esențial și taxarea profitului excepțional în locul veniturilor
31 martie 2028	AMEPIP, ministerele și de consiliile administrație	Finalizarea selecțiilor pentru conducerile interimare	Conduceri selectate competitiv și reducerea interimatului

30 iunie 2028	Guvernul, SGG și AMEPIP	Lansarea platformei publice de performanță	Indicatori publici pentru companii, conducători și proiecte strategice
30 iunie 2028	Nuclearelectrica și EnergoNuclear	Semnarea contractului EPC pentru U3 și U4	Contract cu preț, calendar, responsabilități și penalități
30 iunie 2028	Nuclearelectrica și finanțatorii SMR	Prezentarea angajamentelor ferme de finanțare	Minimum 80% din necesarul financiar asigurat
1 iulie 2028	OPCOM/BRM, ANRE și companiile energetice	Lansarea contractelor standard pe termen lung	Contracte pe 3, 5, 7 și 10 ani și minimum trei portofolii-pilot
1 iunie 2028	Romgaz	Finalizarea centralei Iernut	Aproximativ 430 MW disponibili comercial
31 iunie 2028	Investitorul Mintia, Transgaz și Transelectrica	Punerea în funcțiune etapizată a Mintia	Primele capacități racordate și alimentate ferm cu gaze
31 decembrie 2028	Ministerul Energiei, ANRE și investitorii	Dezvoltarea stocării și flexibilității	Minimum 8 GWh operaționali și 500 MW consum flexibil contractat
31 decembrie 2028	Autoritățile locale	Elaborarea planurilor energetice	Toate municipiile și localitățile vulnerabile acoperite
31 decembrie 2028	Producători și furnizori	Extinderea contractării la termen	Minimum 60% din consum contractat pe termen mediu și lung
31 decembrie 2028	Nuclearelectrica și finanțatorii U3–U4	Închiderea financiară	Minimum 80% din finanțarea proiectului asigurată
31 decembrie 2028	Guvernul și ministerele tutelare	Aplicarea noului sistem de guvernare	Toate proiectele strategice administrate prin responsabil nominal și indicatori publici

5. Anul 2029 – accelerarea investițiilor

Domeniu	Responsabili	Ținta pentru 2029
Centrale pe gaze	Ministerul Energiei, CE Oltenia, companiile de proiect și investitorii	Turceni și Ișalnița finalizate sau ajunse într-o fază decisivă și ireversibilă de execuție

Rețele energetice	Transelectrica, Transgaz și distribuitorii	Minimum 60% din proiectele prioritare finalizate
Stocare	Ministerul Energiei, ANRE și investitorii	Minimum 12 GWh capacitate operațională
Consum flexibil	ANRE, OPCOM, agregatorii și consumatorii	Minimum 750 MW contractați
Contractare pe termen lung	Producătorii, furnizorii și OPCOM	Minimum 70% din consum acoperit prin contracte la termen
Fiscalitate	Guvernul și Parlamentul	Eliminarea taxelor suprapuse și reducerea cu minimum 25% a obligațiilor fiscale și parafiscale
Cernavodă 3 și 4	Nuclearelectrica și EnergoNuclear	Minimum 15% progres fizic certificat

6. Rezultatele obligatorii la 31 decembrie 2030

Domeniu	Instituții responsabile	Ținta obligatorie
Putere controlabilă	Ministerul Energiei, companiile și Transelectrica	3.500–4.500 MW noi sau modernizați
Hidroenergie	Hidroelectrică și Ministerul Mediului	Minimum 500 MW finalizați sau recuperați
Stocare	Ministerul Energiei, ANRE și investitorii	15–20 GWh operaționali
Consum flexibil	ANRE, OPCOM și agregatorii	Minimum 1.000 MW
Valorificarea gazelor	Ministerul Energiei, Ministerul Economiei și companiile	2–3 mld. m³/an utilizați în industrie și energie
Cernavodă 3 și 4	Nuclearelectrică și EnergoNuclear	Minimum 30% progres fizic
Digitalizarea distribuției	ANRE și operatorii de distribuție	80% contorizare inteligentă
Protecția consumatorilor	Ministerul Muncii, Ministerul Energiei și autoritățile locale	500.000 de locuințe vulnerabile eficientizate
Energie locală	Autoritățile locale și Ministerul Energiei	Minimum 250 de comunități energetice funcționale
Reforma pieței	ANRE, OPCOM, producătorii și furnizorii	75–80% din consum contractat pe termen mediu și lung
Fiscalitate	Guvernul, Ministerul Finanțelor și Parlamentul	Fiscalitate stabilă, predictibilă și cel puțin neutră bugetar

Guvernanță	Guvernul, AMEPIP și ministerele tutelare	Responsabil nominal și raportare publică pentru fiecare proiect strategic
-------------------	--	---

Sucesiunea programului

Perioada	Etapa dominantă	Criteriul de trecere în etapa următoare
2026	Pregătirea mecanismelor sociale și administrative	Registre, metodologii și sisteme informatice funcționale
2027	Legislație, planificare, proiectare financiară și licitații	Programe aprobate, surse de finanțare identificate și contractare începută
2028	Închiderea finanțărilor și începerea execuției	Contracte semnate, proiecte mobilizate și prime capacități operaționale
2029	Accelerarea investițiilor	Progres fizic măsurabil, rețele modernizate și ținte intermediare atinse
2030	Livrarea rezultatelor	Capacități testate, racordate și disponibile comercial, nu proiecte rămase pe hârtie

Finanțarea și instituțiile responsabile pentru cele zece planuri

Organizarea tabelară a finanțării și responsabilităților

Nr.	Plan	Necesar financiar	Surse și mecanisme de finanțare	Coordonare	Instituții responsabile și roluri
1	Putere controlabilă și continuitatea alimentării	5–7 mld. euro	Capitalul companiilor energetice; credite comerciale; obligațiuni; Fondul pentru Modernizare; InvestEU; fonduri pentru tranziție; garanții de stat limitate; PPP; capital privat. Sprijin public numai pentru capacități și servicii efectiv disponibile SEN.	Guvernul și Cancelaria Prim-Ministrului; Ministerul Energiei – titularul programului	Transelectrica: adecvanță și certificarea capacităților de înlocuire; ANRE: mecanismul de remunerare; Romgaz, CE Oltenia, Hidroelectrică și investitorii: execuție; Ministerul Mediului: autorizare hidro; Ministerul Finanțelor: garanții și instrumente financiare.
2	Valorificarea resurselor energetice	6–9 mld. euro, majoritar capital privat; suplimentar, 300–500 mil. euro/an pentru Fondul Român pentru Apă și Energie	Investiții industriale private; venituri din gazele Mării Negre; redevențe; dividende; Fondul pentru Modernizare; Fondul de Coeziune; Programul Dezvoltare Durabilă; Politica Agricolă Comună; InvestEU; obligațiuni verzi; bugete locale; PPP.	Guvernul; Ministerul Energiei	Ministerul Economiei: politica industrială; Ministerul Mediului și Apele Române: amenajări hidrotehnice; Ministerul Agriculturii: irigații; Ministerul Finanțelor: fondul; Transgaz, Romgaz, OMV Petrom, Hidroelectrică și autoritățile locale: implementare; ANRE și Consiliul Concurenței: transparență și concurență.
3	Programul Nuclear România 2030	U3 și U4: 7–9 mld. euro, dintre care 3–4,5 mld. euro până în 2030; SMR: maximum 500–800 mil. euro până la decizia finală	Capital Nuclearelectrică; credite la export; împrumuturi sindicalizate; obligațiuni; garanții de stat; finanțare europeană; posibil CfD. Finanțarea construcției SMR se aprobă separat, după validarea costului complet.	Guvernul; Ministerul Energiei	Nuclearelectrică și EnergoNuclear: titularii proiectelor; Ministerul Finanțelor: finanțare și garanții; CNCAN: autorizare; Transelectrica: racordare și adecvanță; Ministerul Economiei: lanț industrial; partenerii tehnologici și finanțatorii internaționali: finanțare și execuție.

4	Mix național de stocare și flexibilitate	4–6,5 mld. euro până în 2030	Capital privat; Fondul pentru Modernizare; InvestEU; Fondul de Inovare; obligațiuni verzi; credite bancare; bugete locale; capital Hidroelectrică; mecanisme concurențiale pentru capacitate și disponibilitate. Granturi limitate, atribuite competitiv.	Guvernul și Ministerul Energiei	Transelectrica: necesar și amplasamente; ANRE: piață, tarife și licențiere; Hidroelectrică: pompaj și lacuri; distribuitorii: stocare locală; OPCOM: produse de piață; AFM și autoritățile locale: proiecte termice și comunitare; investitorii privați: construcție și operare.
5	Reengineeringul sistemului energetic	12–17 mld. euro	Planurile reglementate ale operatorilor; Fondul pentru Modernizare; Fondul de Coeziune; Programul Dezvoltare Durabilă; InvestEU; obligațiuni verzi; bugete locale; PPP; capital privat. Recuperarea prin tarife, condiționată de punerea în funcțiune și performanță.	Guvernul; Ministerul Energiei	Transelectrica, Transgaz și distribuitorii: planificare și execuție; ANRE: tarife și indicatori; autoritățile locale și operatorii: termoficare; STS și DNSC: securitate digitală; OPCOM, furnizorii și agregatorii: flexibilitate și acces la date.
6	Energie accesibilă pentru populație și industrie	5–7 mld. euro în perioada 2027–2030; ajutor direct: 500–700 mil. euro/an ; eficientizarea locuințelor: 3–4 mld. euro	Bugetul de stat; Fondul Social pentru Climă; Fondul pentru Modernizare; fonduri de coeziune; venituri ETS; contribuții locale; finanțare socială. Contractele industriale: capital privat și garanții limitate, contragarantate.	Guvernul; Ministerul Energiei pentru mecanismul energetic	Ministerul Muncii: registru și ajutoare; ANRE: reguli și protecția consumatorului; ANAF și autoritățile locale: verificarea eligibilității; distribuitorii și furnizorii: aplicarea ajutorului în factură; Ministerul Economiei, OPCOM, producătorii și băncile: contracte industriale.
7	Guvernanță profesionistă	150–250 mil. euro	Bugetele companiilor energetice; bugetul de stat; asistență tehnică europeană; fonduri pentru capacitate administrativă. Finanțarea acoperă recrutarea, digitalizarea, managementul proiectelor, auditul și formarea.	Guvernul și Cancelaria Prim-Ministrului	AMEPIP și SGG: standarde de guvernanță; ministerele Energiei și Finanțelor: drepturile statului-acționar; ANRE: indicatori reglementați; consiliile de administrație: selecția conducerilor; Curtea de Conturi, ANI și auditorii: verificare; Parlamentul: control anual.

8	Consumul și infrastructura locală	7–10 mld. euro, parțial suprapus investițiilor în rețele și eficiență	Fondul pentru Modernizare; Fondul Social pentru Climă; fonduri de coeziune; Programul Dezvoltare Durabilă; bugete locale; capitalul operatorilor; credite BEI/BERD; contracte de performanță energetică; capital privat.	Guvernul și Ministerul Energiei	Ministerul Dezvoltării: standarde pentru localități și clădiri; Ministerul Mediului: resurse și emisii; ANRE: date și reglementare; autoritățile locale și consiliile județene: planificare; operatorii: scenarii de rețea; Transelectrica și Transgaz: integrare națională; INS: prognoze.
9	Reformarea pieței de energie	Reforma instituțională și digitală: 150–300 mil. euro; facilitate de garantare: 500 mil.–1 mld. euro	Bugetul de stat; Fondul pentru Modernizare; dividendele companiilor energetice; capitalul companiilor; finanțare BEI/BERD; capital privat. Facilitatea pentru contracte lungi trebuie să utilizeze în principal garanții recuperabile, nu subvenții.	Guvernul și Ministerul Energiei	Consiliul Concurenței: concentrarea și arhitectura concurențială; ANRE: contractare și transparență; Ministerul Finanțelor și AMEPIP: participările statului; OPCOM: platforme; Transelectrica: efecte sistemice; producătorii și furnizorii: portofolii și contracte la termen.
10	Reforma fiscalității energetice	Impact bugetar brut: 4–6 mld. lei/an; Fondul pentru consumatorii vulnerabili: 2–3 mld. lei/an	Eliminarea facilităților neperformante; reducerea evaziunii; creșterea colectării TVA; venituri generate de investiții; bugetul de stat; fonduri europene; maximum 20% din veniturile taxării profiturilor excepționale. Neutralitate bugetară până în 2030.	Guvernul; Ministerul Finanțelor	Ministerul Energiei: impact asupra investițiilor și securității; ANRE: impact în facturi; Consiliul Concurenței: ajutoare de stat; ANAF: colectare și control; autoritățile locale: taxe locale; companiile: investiții asumate; Parlamentul: adoptarea Codului fiscal energetic.

Centralizarea necesarului financiar

Categoria planurilor	Necesar estimat
Putere controlabilă	5–7 mld. euro
Valorificarea resurselor	6–9 mld. euro
Nuclear – U3 și U4	7–9 mld. euro
Pregătirea SMR până la decizia finală	0,5–0,8 mld. euro
Stocare și flexibilitate	4–6,5 mld. euro
Reengineeringul sistemului	12–17 mld. euro

Energie accesibilă	5–7 mld. euro
Guvernanță	0,15–0,25 mld. euro
Infrastructură locală	7–10 mld. euro
Reforma pieței și facilitatea de garantare	0,65–1,3 mld. euro
Total brut orientativ	47,3–67,9 mld. euro
Reforma fiscală – impact separat	4–6 mld. lei/an
Fondul pentru consumatorii vulnerabili	2–3 mld. lei/an

Notă: totalul de 47,3–67,9 miliarde euro este o însumare brută. Există suprapuneri între investițiile în rețele, infrastructura locală, eficiență energetică, stocare și protecția consumatorilor. Pentru evitarea dublei contabilizări este necesară o matrice unică „proiect–program–sursă de finanțare–beneficiar”.

Rezultatele estimate și indicatorii de monitorizare pentru fiecare plan

Indicatorii trebuie urmăriți printr-un tablou de bord public, bazat pe rezultate fizice și financiare, nu pe valoarea proiectelor anunțate. Principiul general rămâne că nicio capacitate necesară securității SEN nu trebuie retrasă înainte ca înlocuitorul să fie construit, racordat, testat și disponibil comercial.

Tabel centralizator – rezultate estimate și indicatori de monitorizare 2027–2030

Plan	Rezultate estimate până în 2030	Indicatori principali de monitorizare	Raportare
1. Putere controlabilă și continuitatea alimentării	Reducerea importurilor în orele critice; limitarea riscului de întrerupere; diminuarea prețurilor extreme; integrarea sigură a regenerabilelor; trecerea de la putere instalată la putere efectiv disponibilă.	3.500–4.500 MW capacitate controlabilă nouă, modernizată sau contractată; minimum 500 MW hidro; disponibilitate tehnică de minimum 90%; rezervă fermă de minimum 15% peste vârful prognozat; deficit sub 500 MW; importuri sub 10% în majoritatea orelor critice; reducerea cu 50% a orelor cu prețuri extreme; zero capacități retrase înaintea certificării înlocuitorului.	Lunar, pentru fiecare proiect: progres fizic și financiar, întârzieri, MW testați, MW disponibili comercial, racordare, autorizații și riscuri.
2. Valorificarea resurselor energetice	Transformarea gazelor, apei și resurselor locale în energie, produse industriale, locuri de muncă și protecție climatică; reducerea importurilor de energie, îngrășăminte și produse petrochimice.	2–3 mld. m ³ /an gaze valorificate în industrie și energie; 2 mld. euro investiții industriale; 1.500–2.500 MW centrale flexibile pe gaze; minimum 500 MW hidro; 500 mil. m ³ capacitate suplimentară de gestionare a apei; minimum 10 bazine hidrografice integrate; 500 MW electrici și 750 MW termici din resurse locale; 250 de comunități energetice; 150.000 de beneficiari; facturi reduse cu 15–20%.	Trimestrial: gaze utilizate productiv, investiții atrase, capacități finalizate, importuri înlocuite, apă stocată, comunități funcționale și locuri de muncă.
3. Programul Nuclear România 2030	Unitățile 3 și 4 intrate într-o etapă fizică și financiară ireversibilă; SMR continuat numai dacă îndeplinește criteriile de cost și maturitate; dezvoltarea industriei nucleare românești.	Aproximativ 1.400 MW prin U3 și U4; minimum 80% din finanțare asigurată înaintea lucrărilor majore; progres fizic de 15% în 2029 și 30% în 2030; participare românească de 35–40%; costul total și prețul estimat al energiei publicate; SMR de aproximativ 460 MW, condiționat de porțile „go/no-go”; zero depășiri bugetare neaprobat.	Trimestrial, cu audit anual: cost contractat, finanțare, progres fizic, autorizare CNCAN, participare locală, riscuri și impactul asupra prețului energiei.

4. Mix național de stocare și flexibilitate	Reducerea importurilor, congestiilor și costurilor de echilibrare; diminuarea limitării producției regenerabile; creșterea flexibilității și siguranței SEN.	4.000–5.000 MW putere de stocare; 15–20 GWh energie utilizabilă; minimum 25% din capacitate cu durată de peste patru ore; 500–1.000 MW pompaj hidro în construcție sau contractat; minimum 1.000 MW consum flexibil; costuri de echilibrare reduse cu 30%; energie regenerabilă limitată redusă cu 50%.	Trimestrial: proiecte contractate, în construcție și operaționale, MW, MWh, durată de descărcare, disponibilitate, costuri de echilibrare și energie regenerabilă limitată.
5. Reengineeringul sistemului energetic	Rețele electrice, de gaze și termice planificate integrat; racordări mai rapide; reducerea pierderilor și congestiilor; creșterea capacității de preluare a producției și consumului nou.	2.000 km rețea de transport construită sau modernizată; 25.000 km distribuție modernizată; minimum 150 de stații automatizate sau extinse; 5.000 MW capacitate suplimentară de racordare; contorizare inteligentă la 80% dintre consumatori; 500–800 km rețea termică modernizată; minimum 10 proiecte de termoficare de joasă temperatură.	Trimestrial, pe operator și regiune: kilometri realizați, stații modernizate, capacitate de racordare, termene de racordare, pierderi, întreruperi și investiții puse efectiv în funcțiune.
6. Energie accesibilă pentru populație și industrie	Reducerea sărăciei energetice prin ajutoare țintite și renovarea locuințelor; eliminarea subvenționării consumurilor mari; protejarea industriei prin contracte predictibile.	Minimum 1,5 milioane de gospodării evaluate anual; 1–1,5 milioane protejate; 500.000 de locuințe vulnerabile eficientizate; consum redus cu 20–30% în locuințele renovate; 10–15 TWh/an electricitate și 1,5–2 mld. m ³ /an gaze contractate pentru industrie; minimum 500 de consumatori industriali participanți.	Lunar pentru ajutoare și facturi; trimestrial pentru renovări și industrie: beneficiari, valoarea sprijinului, consum redus, contracte încheiate și evoluția sărăciei energetice.
7. Guvernanță profesionistă	Conduceri stabile și competente; reducerea întârzierilor și depășirilor de cost; creșterea credibilității în fața finanțatorilor; limitarea transferării ineficienței în facturi.	100% dintre conduceri selectate competitiv; mandate interimare sub 10%; minimum 70% dintre administratori cu experiență relevantă; abatere medie sub 10% față de buget și sub 15% față de calendar; reducerea cu 30% a duratei achizițiilor strategice; responsabil nominal pentru fiecare proiect major.	Trimestrial, prin tablou public: mandate, competențe, indicatori manageriali, progresul proiectelor, abateri de cost și termen, achiziții și măsuri corective.
8. Consumul și infrastructura locală	Soluții energetice adaptate fiecărei localități; evitarea investițiilor nerecuperabile; reducerea consumului de gaze și carburanți; facturi mai mici și confort termic superior.	100% dintre localități cu zonare energetică; minimum 100 de zone urbane cu plan integrat de încălzire și răcire; 20 de rețele de joasă temperatură; 500.000 de pompe de căldură; 500.000 de apartamente în sisteme centralizate modernizate; 250 de comunități energetice; minimum cinci proiecte de răcire urbană.	Semestrial, pe județ și localitate: planuri aprobate, proiecte începute, gospodării racordate, consumuri, facturi, emisii și gradul de utilizare a infrastructurii.

9. Reformarea pieței de energie	Reducerea transferului volatilității pieței spot în facturi; stabilizarea veniturilor producătorilor; contracte predictibile pentru industrie; concurență între portofolii energetice comparabile.	Minimum 3–4 portofolii energetice mixte; cota celui mai mare sub 30–35%; concentrarea redusă cu 25–30%; 70–80% din consum contractat pe termen mediu și lung; expunerea furnizorilor la spot sub 20–25%; 10–15 TWh/an contractați pentru industrie; volatilitatea prețului final redusă cu minimum 40%.	Lunar pentru contractare și expunerea spot; anual pentru concentrarea pieței, concurență, costul portofoliilor, marje și volatilitatea facturilor.
10. Reforma fiscalității energetice	Facturi mai mici pentru consumul esențial; competitivitate industrială; predictibilitate fiscală; reducerea evaziunii și a riscului fiscal inclus în prețul energiei.	Numărul taxelor redus cu minimum 25%; maximum o modificare fiscală majoră anual, anunțată cu 12 luni înainte; factura consumului esențial redusă cu 5–8%; minimum 80% dintre facilități condiționate de investiții; evaziunea la carburanți redusă cu 30%; minimum 10 mld. euro investiții mobilizate; costul capitalului redus cu 1–2 puncte procentuale.	Semestrial: taxe eliminate, impact în lei/MWh și lei/litru, venituri bugetare, investiții realizate, evaziune și facilități acordate. Evaluare anuală a neutralității bugetare.

Planul 1 stabilește deja ca repere minimum 3.500–4.500 MW de putere controlabilă, 500 MW hidro, disponibilitate de 90% și rezervă fermă de 15% peste vârful prognozat.

Regula comună de monitorizare

Pentru toate cele zece planuri trebuie aplicată o singură metodologie:

Domeniu urmărit	Indicator comun
Progres fizic	Procent realizat, capacitate finalizată și dată efectivă de punere în funcțiune
Progres financiar	Plăți efectuate, angajamente, abatere față de buget și cost estimat la finalizare
Calendar	Zile de întârziere și termen revizuit
Disponibilitate reală	MW/MWh testați, racordați și disponibili comercial
Impact economic	Reducerea importurilor, a costurilor, a facturilor și a prețurilor extreme
Impact social	Beneficiari, gospodării protejate, locuințe eficientizate și reducerea sărăciei energetice
Responsabilitate	Instituție coordonatoare și responsabil nominal pentru fiecare proiect
Transparență	Date publicate în format unic, comparabil și verificabil

Criteriul final de succes: finanțarea alocată și contractele semnate nu reprezintă rezultate în sine. Un plan trebuie considerat realizat numai când investiția este pusă în funcțiune, indicatorul fizic este atins, iar efectul

Concluzii

România nu are în primul rând o criză de resurse energetice. Are o criză de sincronizare, execuție și guvernanta. Dispune de gaze naturale, hidroenergie, energie nucleară, rafinării, cărbune încă disponibil, biomasă și un potențial important pentru energia eoliană și fotovoltaică. Cu toate acestea, importă energie în momentele critice, suportă prețuri ridicate și dezvoltă producția mai repede decât rețelele, stocarea și flexibilitatea necesare integrării acesteia.

Problema fundamentală este ordinea greșită a deciziilor: România închide capacități înainte să construiască înlocuitorii, dezvoltă regenerabile înainte să modernizeze rețelele, produce gaze înainte să stabilească utilizarea lor economică și taxează energia ca sursă de venit bugetar, nu ca infrastructură a competitivității. Astfel, un stat cu resurse energetice importante riscă să rămână dependent de importuri, vulnerabil la prețurile externe și incapabil să transforme energia într-un avantaj economic.

Cele zece planuri propuse nu trebuie privite ca proiecte independente. Ele formează o singură arhitectură. Puterea controlabilă nu poate fi separată de stocare; stocarea nu poate funcționa fără rețele; rețelele nu pot fi dimensionate fără prognoza consumului; gazele din Marea Neagră nu vor genera dezvoltare fără industrie și contracte pe termen lung; investițiile nu vor fi realizate fără finanțare, stabilitate fiscală și conducere profesioniste; iar tranziția nu va avea legitimitate dacă factura devine insuportabilă pentru populație și industrie.

Prima condiție este schimbarea regulii după care România își retrace capacitățile energetice. Nicio centrală necesară securității SEN nu trebuie închisă înainte ca înlocuitorul să fie construit, racordat, testat, alimentat cu combustibil și disponibil comercial. Nu promisiunile, contractele semnate sau puterea înscrisă în statistici asigură energia, ci capacitatea care poate produce efectiv atunci când consumul o cere.

A doua condiție este finalizarea proiectelor începute. Iernut, Mintia, Turceni, Ișalnița și hidrocentralele aflate în stadii avansate trebuie tratate ca proiecte cu responsabil nominal, buget, calendar și raportare publică. În cazul întârzierilor, trebuie publicate cauza, instituția responsabilă, costul suplimentar și noul termen. România nu mai poate administra investițiile strategice prin ciclul „anunț–studiu–schimbarea conducerii–renegociere–amânare”.

A treia condiție este valorificarea internă inteligentă a resurselor. Gazele din Marea Neagră trebuie să susțină centrale flexibile, industria îngrășămintelor, petrochimia, materialele de construcții și termoficarea eficientă. Exportul trebuie să rămână posibil, dar nu poate înlocui dezvoltarea unei economii în jurul resursei. Obiectivul nu este consumarea integrală a gazelor în România, ci evitarea situației în care exportăm materie primă și importăm energie scumpă, îngrășămintă, produse industriale și vulnerabilitate.

A patra condiție este dezvoltarea simultană a stocării și a flexibilității. Bateriile sunt necesare, dar insuficiente. România are nevoie de un portofoliu care să combine baterii, acumulare prin pompaj,

stocare termică, consum flexibil și, acolo unde devine economic, tehnologii de durată lungă. Stocarea trebuie raportată atât în MW, cât și în MWh și ore de descărcare. Altfel, o capacitate aparent mare poate oferi o siguranță energetică falsă.

A cincea condiție este reproiectarea infrastructurii. Nu este suficientă modernizarea izolată a unor linii, stații sau conducte. Producția, transportul, distribuția, termoficarea, mobilitatea și consumul trebuie planificate împreună. Fiecare investiție trebuie justificată prin necesarul viitor, gradul de utilizare și efectul asupra costului unitar suportat de consumator. România nu trebuie să finanțeze simultan, în aceeași localitate, infrastructuri concurente care vor ajunge să se canibalizeze.

A șasea condiție este protejarea ținută a consumatorilor. Plafonările generalizate trebuie înlocuite prin ajutor direct pentru gospodăriile vulnerabile și prin investiții care reduc permanent consumul. În industrie, protecția nu trebuie realizată prin subvenții netransparente, ci prin contracte pe termen lung, agregarea cererii, eficiență energetică și acces predictibil la producția internă.

A șaptea condiție este profesionalizarea guvernantei. Fiecare proiect strategic trebuie să aibă un responsabil nominal, nu doar o listă de instituții. Conducerile companiilor trebuie selectate pe criterii de competență, iar mandatele lor trebuie legate de investiții finalizate, costuri, termene și performanță. Indicatorii trebuie publicați trimestrial, într-un format unic și comparabil.

În final, succesul Planului energetic pentru România 2030 nu se va măsura prin numărul strategiilor adoptate, valoarea finanțărilor anunțate sau capacitatea înscrisă în autorizații. Se va măsura prin MW disponibili în orele critice, MWh care pot fi stocați, kilometri de rețea puși în funcțiune, gospodării scoase din sărăcie energetică, contracte industriale predictibile, importuri evitate și reducerea presiunii energiei asupra facturilor.

România are resursele pentru a deveni unul dintre cele mai sigure și competitive sisteme energetice din regiune. Ceea ce îi lipsește nu este încă o strategie, ci disciplina de a lega decizia de responsabil, responsabilul de termen, termenul de finanțare și finanțarea de un rezultat măsurabil.

Adevărata miză pentru 2030 este trecerea de la energia promisă la energia disponibilă, de la resursa extrasă la valoarea creată în România și de la proiectele anunțate la investițiile care funcționează.