

NOTĂ DE FUNDAMENTARE

la proiectul HANRE de modificare a Codului rețelelor de gaze naturale, aprobat prin Hotărârea

Consiliului de administrație al ANRE nr. 420/2019

1. Denumirea autorului responsabil de elaborarea proiectului actului normativ:

Agencia Națională pentru Reglementare în Energetică (ANRE/Agencie).

Persoană de contact: **Denis Vasiliev**, consultant, Departamentul gaze naturale și energie termică.

tel: 022 823930; email: dvasiliev@anre.md

2. Condițiile ce au impus elaborarea proiectului actului normativ

Temeiul juridic de operare a modificărilor la Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 420/2019 îl constituie art. 7 alin. (1) lit. q¹) din Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale (în continuare – Legea nr. 108/2016), cu modificările ulterioare. În conformitate cu art. 7 alin. (1) lit. q¹) din Legea nr. 108/2016, Agenția aprobă Codul rețelelor de gaze naturale (în continuare – Codul) și actele normative de implementare a acestuia, elaborate de operatorul sistemului de transport (OST), și monitorizează respectarea acestora.

2.1. Descrierea situației actuale și a problemelor care impun intervenția, inclusiv a cadrului normativ aplicabil și a deficiențelor/lacunelor normative

Proiectul Hotărârii Consiliului de administrație al ANRE privind modificarea Codului rețelelor de gaze naturale, aprobat prin Hotărârea ANRE nr. 420/2019, este elaborat în contextul necesității asigurării aplicării efective a regulilor privind oferirea produselor de capacitate agregată la punctele de interconectare transfrontaliere ale sistemului de transport al gazelor naturale al Republicii Moldova.

Codul rețelelor de gaze naturale conține norme armonizate cu cadrul european privind mecanismele de alocare a capacității, inclusiv prevederi potrivit cărora operatorii sistemelor de transport adiacenți oferă în comun produse de capacitate agregată la punctele de interconectare, capacitatea fiind contractată printr-o procedură unică, cu respectarea condițiilor contractuale aplicabile ale operatorilor implicați.

Necesitatea aplicării acestor reguli este accentuată de prevederile art. 70 din Regulamentul (UE) 2024/1789, potrivit cărora codurile de rețea și liniile directe relevante urmează să fie aplicate inclusiv la punctele de intrare din și de ieșire către țări terțe de la 5 august 2026, cu posibilitatea solicitării unor derogări limitate în condițiile prevăzute de regulament.

Prin scrisoarea adresată ANRE, SRL „Vestmoldtransgaz” (OST) a indicat obligația de a oferi produse de capacitate agregată la punctele de interconectare transfrontaliere, în cooperare cu operatorii de transport adiacenți, pentru produsele standard anuale, trimestriale, lunare și zilnice, aferente anului gazier 2026/2027. Totodată, operatorul a solicitat evaluarea oportunității introducerii în cadrul normativ național a unui mecanism de transfer al dreptului de nominalizare/renominalizare aferent capacității agregate alocate.

2.2. Situația actuală și problema care impune intervenția

Aplicarea directă a regulilor privind capacitatea agregată presupune că utilizatorul de sistem care rezervă capacitatea este necesar să fie capabil să îndeplinească simultan condițiile de acces aplicabile în ambele jurisdicții conectate prin punctul de interconectare. În practică, aceasta poate include deținerea calității de utilizator de sistem, licențe sau autorizații relevante, cod EIC, contracte de transport, contracte de echilibrare, acces la punctele virtuale de tranzacționare și constituirea garanțiilor financiare în fiecare sistem de transport implicat.

Conceptul capacității agregate la punctele de interconectare transfrontaliere, în cooperare cu operatorii de transport adiacenți, pentru produsele standard anuale, trimestriale, lunare și zilnice, aferente anului gazier 2026/2027 a fost supus discuțiilor în ședința de lucru din data de 12.06.2026 organizată de ANRE cu participarea furnizorilor de gaze naturale și a SRL „Vestmoldtransgaz”. Ulterior la data de 15.06.2026 acest concept a fost discutat în cadrul Ministerului de Finanțe cu participarea reprezentanților Serviciului Fiscal de Stat a Serviciului Vamal a reprezentanților ANRE, OSD și a furnizorilor.

Participanții la piață au semnalat că licențele emise în Republica Moldova nu produc automat efecte juridice în România sau Ucraina, iar licențele emise în alte jurisdicții nu conferă automat dreptul deplin de acces la mecanismele de furnizare, trading, echilibrare sau transfer de proprietate în Republica Moldova. Prin urmare, implementarea capacității agregate fără o normă procedurală suplimentară poate conduce la limitarea accesului efectiv la capacitatea transfrontalieră pentru furnizorii și traderii care activează legal într-o singură jurisdicție.

Această problemă afectează în special participanții la piața gazelor naturale, care nu dispun de structuri juridice, contractuale și financiare în toate jurisdicțiile relevante. Spre exemplu, NPGEM SRL a indicat că, pentru companiile locale, cerințele pot implica deschiderea unor sucursale în state vecine, obținerea calității de utilizator de sistem și îndeplinirea cerințelor de acces în Republica Moldova, România și Ucraina, inclusiv obținerea licențelor de furnizare sau trading.

Titularul de licență „Transautogaz” SRL a semnalat riscul ca aplicarea imediată a capacității agregate să conducă la imposibilitatea continuării livrării și transferului de gaze naturale la frontierele România-Moldova sau Ucraina-Moldova de către traderii europeni care nu sunt licențiați în Republica Moldova, precum și la concentrarea rezervării capacităților transfrontaliere în mâinile unui număr redus de companii mari.

Asociația obștească „Asociația Furnizorilor de Gaze Naturale din Republica Moldova” (AFGN) a solicitat clarificarea impactului asupra concurenței, inclusiv câți furnizori vor putea continua utilizarea capacităților fără cerințe suplimentare în alte jurisdicții, precum și clarificarea obligațiilor privind licențierea, contractele de transport și echilibrare, garanțiile financiare și accesul la platformele electronice ale operatorilor adiacenți.

În lipsa intervenției normative, există riscul ca implementarea formală a capacității agregate să fie conformă ca procedură, dar restrictivă ca efect economic. Aceasta poate reduce numărul participanților eligibili, poate limita lichiditatea, poate crește costurile de intrare pe piață și poate afecta dezvoltarea concurenței pe piața gazelor naturale.

2.3. Cauzele problemei

Urmare discuțiilor purtate cu furnizorii și utilizatorii de sistem au fost identificate cinci cauze ale problemei:

- 1) lipsa unui mecanism de recunoaștere reciprocă a licențelor sau a statutului de participant la piață între Republica Moldova și statele vecine;
- 2) condiționarea utilizării capacității agregate de capacitatea aceluiași utilizator de sistem de a respecta cerințele contractuale și operaționale ale ambilor operatori de transport;
- 3) inexistența în Codul rețelelor de gaze naturale a unui mecanism expres care să permită titularului capacității agregate să transfere unui alt utilizator de sistem dreptul de a transmite nominalizări/renominalizări;
- 4) legătura dintre accesul la Punctul Virtual de Tranzacționare (PVT), calitatea de parte responsabilă pentru echilibrare și posibilitatea realizării transferului dreptului de proprietate asupra gazelor naturale în cadrul modelelor comerciale utilizate în prezent;

- 5) limitările regulilor privind piața secundară a capacității agregate, care nu permit tratarea capacității agregate ca produs neagregat decât în condiții strict prevăzute de Cod.

Dintre acestea, prezentul proiect adresează direct cauza indicată la subpunctul 3), prin introducerea mecanismului de transfer al dreptului de nominalizare/renominalizare (pct. 242²-242¹³ din proiect) și atenuează parțial efectele cauzei de la subpunctul 2), permițând ca obligațiile de acces multi-jurisdicțional să rămână în sarcina titularului inițial al capacității agregate, în timp ce utilizarea comercială a acesteia poate fi transferată unui utilizator de sistem care activează într-o singură jurisdicție. Cauzele de la subpunctele 1), 4) și 5) nu constituie obiectul prezentului proiect și rămân semnalate ca riscuri reziduale.

2.4. Precedentul recunoscut la nivelul Uniunii Europene

Caracterul obiectiv al acestei probleme este confirmat de faptul că, în temeiul mecanismului de derogare prevăzut chiar de art. 70 din Regulamentul (UE) 2024/1789, Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (ACER) a acordat deja derogări la puncte de interconectare aflate în situații structural identice cu cea a Republicii Moldova – respectiv la frontiera dintre un stat membru UE și Serbia, Parte Contractantă a Comunității Energetice care, similar Republicii Moldova, nu este stat membru UE:

Nr. ord.	Punct de interconectare	Autoritate/actul emis
1	Kireevo/Zaychar (Bulgaria–Serbia)	Opinia ACER nr. 05/2026
2	Kiskundorozsma-2 (Ungaria–Serbia)	Opinia ACER nr. 06/2026

În ambele opinii, ACER a reținut că implementarea produselor de capacitate agregată poate genera condiții concurențiale inegale între participanții la piață din statele membre ale Uniunii Europene și cei din statele terțe, întrucât traderii din statele non-membre pot fi obligați să înființeze o entitate juridică și să obțină licențele necesare în Uniunea Europeană pentru a putea procura produse de capacitate agregată și desfășura activități de comercializare a gazelor naturale, ceea ce implică costuri suplimentare și bariere de acces pe piață – aspecte semnalate și de participanții la piața gazelor naturale din Republica Moldova în cadrul ședințelor de lucru organizate de ANRE la acest subiect.

Situația de la frontierele Republicii Moldova reproduce, mutatis mutandis, exact scenariul pentru care nivelul unional a recunoscut deja necesitatea unor măsuri de atenuare, confirmând astfel caracterul obiectiv al cauzelor identificate la pct. 2.3, iar nu al unei simple dificultăți administrative tranzitorii a pieței din Republica Moldova.

3. Obiectivele urmărite și soluțiile propuse

Obiectivul general al proiectului este asigurarea aplicării efective, proporționale și nediscriminatorii a mecanismului de capacitate agregată la punctele de interconectare transfrontaliere, fără restrângerea nejustificată a accesului participanților la piața gazelor naturale.

Obiectivele specifice urmărite de autorii proiectului sunt:

Nr.	Obiectiv	Indicator de rezultat	Valoare-țintă	Termen
1	Instituirea mecanismului normativ de transfer al dreptului de nominalizare/renominalizare	Data intrării în vigoare a Hotărârii	Anterior datei de 5 august 2026	5.08.2026

	anterior devenirii aplicabile a obligației de agregare			
2	Operaționalizarea mecanismului de către OST	Model de cerere publicat pe pagina electronică a OST; contract de transport revizuit, cu clauze privind transferul dreptului de nominalizare	100% (ambele instrumente disponibile)	1.10.2026 (începutul anului gazier 2026/2027)
3	Eliminarea condiționării accesului la capacitatea agregată de prezența juridică în jurisdicția adiacentă	Nr. de titulari de licență care pot accesa capacitatea agregată fără sediu secundar/licență în România sau Ucraina	31 din 31 (integralitatea titularilor de licență cu contract de transport încheiat cu OST)	1.10.2026
4	Menținerea responsabilității financiare la titularul capacității agregate	Nr. de cazuri de neplată a serviciilor de transport imputabile transferului	0	evaluare anuală
5	Prevenirea reducerii numărului de participanți activi la import, ca efect al aplicării regulii capacității agregate	Nr. de companii cu activitate efectivă de import	≥ 10 (nivelul anului 2025)	30.09.2027
6	Prevenirea agravării concentrării pieței cu amănuntul ca efect al implementării capacității agregate	Indicele HHI al pieței cu amănuntul; nr. de furnizori activi	HHI fără creștere imputabilă măsurii; nr. furnizori activi ≥ 13	Raportul de activitate al ANRE pentru anul 2027
7	Asigurarea trasabilității, transparenței și previzibilității procedurii	Ponderea cererilor de transfer/revocare soluționate în termenele pct. 242 ⁷ -242 ⁹ și 242 ¹⁴ ; ponderea deciziilor de respingere motivate	100% / 100%	raportare semestrială a OST
8	Creșterea gradului de utilizare efectivă a capacității contractate la PI Ungheni	Rata de utilizare a capacității alocate	Creștere față de nivelul anului gazier 2025/2026	30.09.2027

3.1. Principalele prevederi ale proiectului și evidențierea elementelor noi

Proiectul propune completarea **Capitolului IV „Agregarea/gruparea capacității în punctele de interconectare”**, Secțiunea 1 din Codul rețelelor de gaze naturale prin introducerea punctelor 242²-242¹³. Aceste prevederi instituie un mecanism normativ clar care permite unui utilizator de sistem căruia i-a fost alocată capacitate agregată la punctele de interconectare transfrontaliere să transfere unui alt utilizator de sistem doar dreptul de a transmite nominalizări și renominalizări.

Mecanismul propus este bazat pe următoarele elemente cheie:

- 1) **Delimitarea dreptului transferat și obligația de plată** (pct. 242²-242³), prin care dreptul transferat se limitează strict la transmiterea operațională a nominalizărilor/renominalizărilor și nu reprezintă o înstrăinare a capacității agregate în sine. Prin urmare, obligația financiară de plată pentru capacitatea alocată rămâne ferm în sarcina utilizatorului inițial.
- 2) **Responsabilitatea pentru echilibrare și interdicția retransmiterii** (pct. 242⁴-242⁵). Utilizatorul de sistem beneficiar (cesionarul) preia întreaga răspundere privind respectarea Contractului de echilibrare și asigurarea garanțiilor financiare aferente cantităților efectiv

nominalizate, fără a putea depăși volumul de capacitate pentru care i-a fost transferat dreptul. Pentru a asigura controlul operațional și trasabilitatea, dreptul preluat este de un singur nivel și nu poate fi retransmis unui utilizator de sistem terț.

- 3) **Procedura de solicitare și termenele** (pct. 242⁶-242⁹) care specifică că transferul se realizează prin depunerea unei cereri la OST, în care se indică în mod obligatoriu codul unic EIC al cesionarului, produsul de capacitate, cantitatea și perioada de valabilitate a transferului (pct. 242⁶). Termenele de depunere a cererilor sunt diferențiate în funcție de tipul produselor de capacitate standard (anuale, trimestriale, lunare sau zilnice) (pct. 242⁷-242⁹).
- 4) **Condițiile de confirmare și eliminarea barierelor de acces** (pct. 242¹⁰), care prevăd că OST confirmă transferul cu unica condiție ca utilizatorul beneficiar să dețină un contract valid de transport al gazelor naturale în Republica Moldova și să nu înregistreze datorii restante. Foarte important de punctat că OST nu va condiționa acest transfer de deținerea unei licențe locale, a unui cod EIC specific sau a statutului de utilizator de sistem în jurisdicția adiacentă. Această prevedere elimină, în mod direct, bariera operațională de acces semnalată anterior în perioada consultărilor preliminare de participanți la piață „Transautogaz” SRL, Asociația obștească „AFGN”, „NPGEM” SRL și „Gas & Power Trading” SRL.
- 5) **Efectele confirmării, pierderea calității de utilizator și revocarea** (pct. 242¹¹-242¹³), prevăd faptul că din momentul confirmării transferului, utilizatorul inițial își pierde dreptul de a mai transmite nominalizări/renominalizări pentru cantitatea de capacitate cedată (pct. 242¹²). Textul reglementează, de asemenea, consecințele în cazul în care cesionarul își pierde calitatea de utilizator de sistem (pct. 242¹¹) și introduce posibilitatea revocării, totale sau parțiale, a transferului înainte de termen. Revocarea se poate efectua doar prin acordul comun al părților, cu notificarea și confirmarea ulterioară a OST (pct. 242¹³), prevedere introdusă în urma consultării publice și observației formale din partea „Vetropack Chișinău” S.A.

Soluția și alinierea regională

Este important de menționat că mecanismul propus preia soluția simetrică deja adoptată de autoritatea de reglementare din Ucraina (NEURC), la propunerea operatorului adiacent „Gas TSO of Ukraine” LLC, prin modificarea Secțiunii XIX a Codului sistemului de transport al gazelor din Ucraina (*Кодекс газотранспортної системи*). Acest model regional aplică aceleași garanții stricte privind menținerea obligațiilor de plată la titularul inițial și a răspunderii de echilibrare la cesionar. Alinierea la această soluție transfrontalieră a fost recomandată explicit de către OST-ul național S.R.L. „Vestmoldtransgaz” prin adresa nr. 02-198 din 03.06.2026, fiind esențială pentru buna funcționare și corelarea regulilor operaționale la punctele de interconectare comune.

3.2. Opțiunile alternative analizate și motivele pentru care acestea nu au fost luate în considerare

Opțiunea 0 – menținerea situației actuale

Această opțiune presupune aplicarea capacității agregate fără completarea Codului. Ea asigură conformitatea formală cu regula generală privind capacitatea agregată, dar nu soluționează problema semnalată de utilizatorii de sistem privind accesul efectiv la capacitate pentru participanții care nu pot îndeplini simultan condițiile din ambele jurisdicții.

Opțiunea a fost respinsă, deoarece nu răspunde riscurilor de excludere de pe piață semnalate convergent de titularii de licență și nu este conformă principiilor de nediscriminare și facilitare a concurenței care stau la baza Legii nr. 108/2016 și a Codului.

Opțiunea 1 – menținerea temporară a produselor neagregate

Această opțiune ar răspunde parțial solicitărilor participanților la piață, însă poate intra în conflict cu obligațiile privind oferirea capacității agregate și cu regula potrivit căreia capacitatea alocată inițial sub formă agregată nu poate fi revândută decât ca produs agregat.

Opțiunea poate fi utilizată doar în limitele deja permise de Cod și nu rezolvă structural problema transferului dreptului de nominalizare/renominalizare.

Opțiunea 2 – introducerea mecanismului de transfer al dreptului de nominalizare/renominalizare

Prezenta variantă constituie soluția optimă, facilitând aplicarea practică a reglementărilor privind capacitatea agregată și garantând, simultan, accesibilitatea reală pentru toți subiecții pieței. Proportionalitatea măsurii derivă din menținerea neschimbată a regimului juridic al capacității, fără a altera sarcina financiară de plată ori rigorile de echilibrare, prin instituirea unui instrument procedural de utilizare operațională a capacităților de către un alt utilizator de sistem calificat. Totodată, această opțiune sprijină adoptarea unei metodologii regionale armonioase, imperativă pentru succesul inițiativelor transfrontaliere, inclusiv pentru valorificarea eficientă a infrastructurii de transport aferente coridorului transbalcanic, la care este conectat sistemul național de gaze naturale.

Compararea costurilor și beneficiilor opțiunilor analizate

Criteriu	Opțiunea 0 (menținerea situației actuale)	Opțiunea 1 (menținerea temporară a produselor neagregate)	Opțiunea 2 (mecanismul de transfer)
Conformitate cu art. 70 din Regulamentul (UE) 2024/1789	Formal da, dar cu efectul restrictiv identificat	Neconformă în lipsa unei derogări acordate	Deplină
Cost de conformare pentru participanții fără prezență juridică dublă	min. 1 000 000 EUR (garanție financiară) sau înființarea unui sediu secundar în România	0, însă condiționat de obținerea unei derogări	0
Nr. de titulari de licență cu acces efectiv	cca. 1-2	cca. 31, dar temporar și incert	31
Cost pentru bugetul public	0	0	0
Cost pentru OST	0	0	Nesemnificativ (adaptarea mijloacelor digitale, deja asumată)
Impact asupra tarifelor reglementate	Neutru	Neutru	Neutru
Risc asupra concurenței	Ridicat (agravarea concentrării la PI Ungheni)	Mediu (soluție tranzitorie, fără caracter structural)	Redus
Aliniere cu soluțiile regionale (Ucraina – NEURC; Opiniile ACER nr. 05/2026 și 06/2026)	Absență	Parțială	Deplină
Termen de implementare	—	Condiționat de procedura de derogare (dar judecând conform experienței instituționale, aceasta procedura poate dura cel puțin 6 luni de zile, deoarece necesită demararea unei proceduri complexe de aprobare la	Imediat, prin completarea Codului

		nivel de Comisie Europeană)	
--	--	-----------------------------	--

Concluzie argumentată pe baza beneficiilor nete

Opțiunea 2 generează beneficii nete pozitive, aceasta eliminând un cost de conformare cuantificabil de minimum 1 000 000 EUR per participant, respectiv obligația înființării unui sediu secundar în România, pentru cei aproximativ 28 de titulari de licență care nu dispun de prezență juridică în jurisdicțiile adiacente, în schimbul unor costuri administrative nesemnificative, suportate exclusiv de OST și deja asumate de acesta. Opțiunea nu generează costuri pentru bugetul public, nu modifică tarifele reglementate și nu transferă obligații financiare suplimentare asupra participanților la piață. Opțiunea 0 menține conformitatea formală, dar cu un cost economic ridicat, concentrat asupra participanților de talie mică și mijlocie și cu efect de agravare a unui indice de concentrare deja calificat de Agenție drept „extrem de ridicat” (HHI 8 093 în anul 2025). Opțiunea 1 nu prezintă un raport superior costuri-beneficii, întrucât depinde de o procedură de derogare cu rezultat incert și nu soluționează structural problema identificată. În consecință, Opțiunea 2 este reținută ca opțiune recomandată, fiind totodată cea mai proporțională dintre cele analizate.

4. Analiza impactului de reglementare

Prezenta analiză de impact pentru soluția promovată este fundamentată pe trei surse de date primare, precum Raportul de activitate al Agenției pe anul 2025 (Sectorul Gaze Naturale), Evoluția activității titularilor de licență în sectorul gazelor naturale, precum și raportul „*Recommendation on bundling gas transmission capacity at interconnection points in the Energy Community*” (Consiliul de Reglementare al Comunității Energetice – ECRB, februarie 2026), elaborat de Grupul de lucru pentru gaze naturale al Boardului Reglementatorilor din cadrul Comunității Energetice. Astfel principalele indicatori luați în considerare la promovarea deciziei sunt:

Tabel de sinteză – indicatori-cheie ai analizei de impact pentru soluția selectată

Indicator	Valoare	Relevanță pentru decizie
Capacitate alocată la PI Ungheni utilizată de utilizatori activi pe ambele părți ale punctului (an gazier 2023-2024)	14,75%	~85% din capacitatea actuală alocată nu ar îndeplini condiția de prezență juridică dublă
Pondere PI Ungheni în importul total de gaze naturale al R. Moldova (2025)	81,1%	Principalul punct de interconectare al sistemului național de transport
Titulari de licență pentru furnizarea/comercializarea gazelor naturale	31	Universul participanților potențial afectați de proiect
Companii cu activitate efectivă de import de gaze naturale (2025)	cca. 10	Doar o treime din titularii de licență accesează în prezent piața transfrontalieră
Indicele de concentrare HHI al pieței cu amănuntul (2025)	8 093 (+153 față de 2024)	Nivel calificat de Agenție drept „extrem de ridicat”; proiectul previne agravarea acestuia
Furnizori activi pe piața cu amănuntul	13 (față de 15 în 2024)	Tendință de reducere deja înregistrată, independent de proiect

Cost de conformare pentru acces direct la capacitate agregată, per participant, în absența proiectului	minimum 1 000 000 EUR (garanție financiară) + sediu secundar obligatoriu în România	Cost eliminat integral prin mecanismul de transfer al dreptului de nominalizare
Cost bugetar/tarifar al proiectului pentru consumatorii finali	0	Fără impact asupra tarifelor reglementate de transport

4.1. Impactul asupra sectorului public

Proiectul asigură aplicarea efectivă și proporțională a obligației de agregare a capacității transfrontaliere, consolidând conformitatea Republicii Moldova cu acquis-ul Comunității Energetice, fără a genera riscuri suplimentare pentru securitatea aprovizionării. Menținerea unui număr diversificat de operatori activi pe piață facilitează supravegherea funcționării concurențiale a pieței de către Agenție și reduce riscul de concentrare a puterii de piață identificat de titularii de licență.

Această funcție de monitorizare este deja exercitată de Agenție prin calcularea anuală a indicelui de concentrare HHI al pieței cu amănuntul, care a atins în anul 2025 valoarea de 8 093 – nivel calificat chiar de Agenție, în Raportul de activitate pe anul 2025, drept „extrem de ridicat”, în creștere cu 153 de puncte față de anul precedent. Proiectul sprijină funcția de reglementare a Agenției prin eliminarea unei bariere structurale de acces care, altfel, ar accentua această tendință de concentrare, cu precădere la principalul punct de interconectare al sistemului național (PI Ungheni, prin care a intrat în țară 81,1% din volumul de gaze naturale importate în anul 2025).

Totodată, proiectul este consecvent și cu demersurile mai ample deja întreprinse de OST „Vestmoldtransgaz” SRL, alături de ceilalți operatori ai sistemelor de transport din regiune (DESFA, Bulgartransgaz, Transgaz, Gas TSO of Ukraine și ICGB), pentru creșterea atractivității comerciale a Rutei Trans-Balcanice, care vizează consolidarea rolului Republicii Moldova ca actor regional în tranzitul și comercializarea gazelor naturale.

4.2. Impactul financiar și argumentarea costurilor estimative

Implementarea mecanismului de transfer al dreptului de nominalizare/renominalizare nu generează costuri suplimentare pentru bugetul public și nu are impact asupra nivelului tarifelor reglementate pentru serviciul de transport al gazelor naturale, Metodologia de calculare, aprobare și aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de transport al gazelor naturale, aprobată prin Hotărârea ANRE nr. 535/2019, rămânând neschimbată. Pentru OST, costurile administrative sunt limitate la adaptarea mijloacelor digitale de recepționare a cererilor de transfer (pct. 242⁶ din proiect), aspect deja asumat de OST prin adresa nr. 02-627 din 26.06.2026, care confirmă transmiterea în curs a „Contractului de prestare a serviciilor de transport revizuit, cu clauze privind transferul dreptului de nominalizare”.

Costul de conformare evitat prin mecanismul propus

Argumentarea costurilor estimative impune o comparație explicită între costul de conformare pe care l-ar suporta un participant la piață care ar dori acces direct la capacitate agregată la PI Ungheni, în absența mecanismului propus, și costul aceluiași acces prin transferul dreptului de nominalizare:

Cerință de acces la capacitatea agregată	Fără mecanismul de transfer (acces direct)	Cu mecanismul de transfer (proiect)
Sediu secundar/filială în România (obligatoriu pentru	Da, pe toată durata licenței	Nu este necesar

operatori economici cu sediul social în afara UE, conform Regulamentului aprobat prin Ordinul ANRE România nr. 83/2025)		
Garanție financiară minimă (pentru operatori economici cu sediul social în UE, dar nerezidenți în România, conform Ordinului ANRE România nr. 14/2024)	1 000 000 EUR (scrisoare de garanție bancară sau cash colateral)	Nu se aplică
Statut de utilizator de sistem/licență de furnizare-trading în Ucraina	Da, la PI Alexeevca, Grebeniki și Căușeni	Nu este necesar
Cod EIC propriu în jurisdicția adiacentă	Da	Nu este necesar
Contract de transport încheiat	În fiecare jurisdicție adiacentă punctului de interconectare	Doar cu OST „Vestmoldtransgaz SRL”, în Republica Moldova
Termen estimat de conformare	Minimum 3-4 luni (înființare filială/obținere licență)	Termenele pct. 242 ⁶ -242 ⁹ din proiect

Conform Listei actualizate a titularilor de licență, din cei 31 de titulari de licență pentru furnizarea/comercializarea gazelor naturale, aproximativ 10 desfășoară în prezent activitate efectivă de import. Pentru ceilalți aproximativ 21 de titulari, care nu dispun în prezent de prezență juridică în România sau Ucraina, aplicarea directă a regulii capacității agregate ar echivala cu un cost minim de conformare de 1 000 000 EUR (dacă operează prin filială UE) sau cu obligația înființării unui sediu secundar în România, la care se vor adăuga costurile de constituire și funcționare a acestuia. Mecanismul propus elimină integral acest cost pentru participanții care optează pentru accesul prin transfer al dreptului de nominalizare, fără a le transfera acestora nicio obligație financiară suplimentară față de OST național.

4.3. Impactul asupra sectorului privat

Măsura preconizată adresează în mod nemijlocit riscurile operaționale invocate de participanții la piața gazelor naturale și utilizatorii de sistem, facilitând accesul comercial la produsele de capacitate agregată pentru furnizorii și traderii de talie mică și mijlocie, prin eliminarea obligativității deținerii licențelor locale, a codurilor EIC sau a calității de utilizator de sistem în statele vecine.

Structura actuală a pieței furnizorilor și traderilor

Indicator (pentru anul 2025)	Valoare
Titulari de licență furnizare/trading (Lista actualizată ANRE)	31
Furnizori activi pe piața cu amănuntul	13 (față de 15 în 2024)
Furnizori cu tranzacții pe piața angro	9
Companii cu activitate efectivă de import	cca. 10
Indicele de concentrare HHI (piața cu amănuntul)	8 093 (+153 față de 2024)

Structura importurilor de gaze naturale pe furnizori/traderi (2025)

Furnizor/trader	Cota de piață la import
S.A. „Energocom”	87,54%
S.R.L. „Transautogaz”	3,95%

S.R.L. „Natural Gaz D.C.”	3,04%
S.R.L. „Navitas Energy”	1,86%
S.R.L. „ERU Aurora”	1,00%
S.R.L. „National Power Corp”	0,95%
S.R.L. SD „Energy Engineering Group”	0,94%
S.R.L. „Met Furnizare”	0,30%
S.R.L. „NPGEM”	0,22%
S.R.L. „Gas & Power Trading”	0,20%

Se remarcă faptul că doi dintre semnatarii obiecțiilor menționate la secțiunea 2.2 – „NPGEM” și „Gas & Power Trading” – figurează deja printre cei mai mici participanți activi la import, confirmând cuantificat vulnerabilitatea semnalată de aceștia în fața unor eventuale cerințe suplimentare de acces.

Gradul de utilizare duală a capacității la PI Ungheni

Conform raportului ECRB menționat, în anul gazier 2023-2024, din totalul capacității alocate la PI Ungheni pe direcția România-Moldova, doar 14,75 % a fost alocată unor utilizatori activi simultan pe ambele părți ale punctului de interconectare. Având în vedere ponderea de 81,1 % a PI Ungheni în importul total de gaze naturale al Republicii Moldova, rezultă că, în absența unui mecanism corectiv, circa 85 % din capacitatea alocată la principalul punct de interconectare al țării ar reveni unor utilizatori care nu ar îndeplini condiția de prezență juridică dublă impusă de aplicarea strictă a capacității agregate. Același raport concluzionează, la nivel regional, că asimetriile de licențiere și legislative restrâng accesul la capacitate agregată pentru participanții din afara UE, în Serbia, Republica Moldova și Ucraina, și recomandă armonizarea regulilor de licențiere și explorarea recunoașterii reciproce a licențelor între UE și Părțile Contractante ale Comunității Energetice.

Cadrul de licențiere aplicabil în România

Cercetarea efectuată urmare sesizărilor depuse a confirmat că bariera de acces semnalată de „Transautogaz” SRL și SA „Moldovagaz” este una veridică. Regulamentul pentru acordarea autorizațiilor de înființare și a licențelor în sectorul gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE România nr. 83/2025 (16.12.2025), prevede expres că un operator economic străin cu sediul social în afara statelor membre UE – categorie în care se încadrează orice titular de licență din Republica Moldova – poate solicita autorizație/licență în România numai dacă înființează, în prealabil, un sediu secundar pe teritoriul României, pentru întreaga durată de valabilitate a licenței. Pentru operatorii cu sediul social într-un stat membru UE, regimul este mai simplu (Ordinul ANRE România nr. 14/2024), dar presupune totuși constituirea unei garanții financiare de 1 000 000 EUR (scrisoare de garanție bancară sau cash colateral), dacă operatorul este nerezident. Titularii de licență din Republica Moldova se încadrează, prin urmare, în regimul cel mai restrictiv dintre cele două.

Situația simetrică la interconectările cu Ucraina

Raportul ECRB confirmă și problema simetrică semnalată de „NPGEM” SRL: un trader rezident UE care obține un contract de transport cu OST ucrainean poate utiliza sistemul ucrainean doar în regim de tranzit sau de antrepozit vamal, accesul la PVT ucrainean presupunând un regim vamal de import complet, cu plata TVA aferentă; un trader rezident UE nu poate obține rambursarea TVA de 20 %, iar transferul de gaze către un trader rezident în Ucraina, în cadrul depozitelor ucrainene, implică plăți suplimentare pentru servicii de înmagazinare. În temeiul noului cadru de reglementare, tarifele operatorului ucrainean (GTSOU) pentru punctele transfrontaliere vor fi exprimate în unități de energie

(MWh/zi), în deplină aliniere cu practicile Uniunii Europene, urmând să intre în vigoare la 1 octombrie 2026, odată cu începerea anului gazier 2026/2027. Prin urmare, la data operaționalizării mecanismului propus prin prezentul proiect, capacitatea la PI Alexeevca, Grebeniki și Căușeni va fi pe deplin agregabilă și din perspectivă tehnică. Se elimină, astfel, ultimul obstacol de natură operațională – independent de cel juridic – care limita, până la acest moment, impactul imediat al proiectului la cele trei puncte de interconectare menționate, prin comparație cu PI Ungheni.

Coroborarea acestor date arată că problema semnalată de titularii de licență precum „Transautogaz” SRL, AO „AFGN”, „NPGEM” SRL și „Gas & Power Trading” SRL nu este una ipotetică: la principalul punct de interconectare al țării, aproximativ 85 % din capacitatea alocată ar fi expusă riscului de inaccesibilitate în absența unui mecanism corectiv, iar cel puțin doi dintre semnatarii obiecțiilor se numără deja printre cei mai mici participanți la import. Mecanismul de transfer al dreptului de nominalizare/renominalizare propus de OST răspunde direct acestei expuneri, permițând furnizorilor și traderilor mici și mijlocii să acceseze comercial capacitatea agregată fără a fi nevoiți să înființeze o filială în România sau să obțină statut de utilizator de sistem în Ucraina. Aceasta reduce riscul de monopolizare a capacităților transfrontaliere și este consecventă cu recomandarea ECRB de atenuare a asimetriilor de licențiere. Pentru utilizatorii de sistem cu prezență juridică multi-jurisdicțională, proiectul instituie un instrument flexibil de optimizare a portofoliului de capacități prin posibilitatea transferului drepturilor de utilizare către alți participanți la piață.

4.4. Impactul social

Menținerea unui număr diversificat de furnizori activi pe piața gazelor naturale contribuie la prevenirea unor creșteri de preț asociate concentrării excesive a pieței și susține continuitatea aprovizionării cu gaze naturale a consumatorilor finali, inclusiv în contextul reconfigurării fluxurilor regionale de gaze naturale pe Ruta Trans-Balcanică.

Relevanța acestui aspect este susținută și de faptul că deja începând cu 1 aprilie 2026, piața cu amănuntul a gazelor naturale din Republica Moldova este liberalizată pentru consumatorii mari și orice consumator final dispune de dreptul, în prezent, pentru a alege liber furnizorul de gaze naturale, iar numărul consumatorilor mari care au ieșit în piața concurențială a crescut constant, atingând 269 de consumatori la situația din 31.12.2025. În acest context, orice reducere suplimentară a numărului de furnizori activi – tendință deja înregistrată în anul 2025, când numărul furnizorilor activi pe piața cu amănuntul a scăzut de la 15 la 13 – ar afecta direct capacitatea reală a consumatorilor finali de a exercita acest drept de alegere al unui furnizor competitiv. Astfel, menținerea, sau în mod ideal creșterea, numărului de furnizori activi constituie o condiție esențială ca beneficiile liberalizării depline a pieței să se fie simțită în timp de toți consumatorii finali.

4.5. Costurile și riscurile soluției promovate

Analiza impactului nu identifică costuri semnificative asociate implementării proiectului. Costurile identificate, precum și modul de atenuare a riscurilor reziduale, sunt prezentate mai jos:

Categorie de cost/risc	Destinatar	Cuantificare	Caracter	Mecanism de atenuare
Adaptarea mijloacelor digitale de recepționare și procesare a cererilor de transfer și revocare	OST	Nesemnificativ; asumat de OST prin adresa nr. 02-627 din 26.06.2026	Unic	Termen de implementare corelat cu începutul anului gazier 2026/2027
Revizuirea contractului de prestare a serviciilor de transport	OST	Nesemnificativ	Unic	Proces deja inițiat de OST

Efort administrativ de depunere a cererii de transfer/revocare	Utilizatorii de sistem	Nesemnificativ (formular standardizat, depunere electronică)	Recurent, opțional	Caracterul facultativ al mecanismului; model de cerere publicat de OST
Riscul de dezechilibre generate de utilizatorul beneficiar	OST / piața de echilibrare	Nu se cuantifică ex-ante	Recurent	Pct. 242 ⁴ și 242 ⁵ din proiect: răspunderea de echilibrare revine cesionarului, cu interdicția depășirii capacității transferate
Riscul de neplată a serviciilor de transport	OST	Nu se cuantifică ex-ante	Recurent	Pct. 242 ² și 242 ³ din proiect: obligația de plată rămâne la titularul capacității alocate, netransferabilă
Riscul de retransmitere în lanț a dreptului și pierderea trasabilității	OST	—	—	Pct. 242 ⁵ din proiect: interdicția expresă a retransmiterii
Riscul contractual dintre cedent și cesionar	Utilizatorii de sistem	Suportat integral de părți	Recurent	Caracterul voluntar al raportului; OST nu este competent să se pronunțe asupra raporturilor contractuale (pct. 242 ¹⁴)
Riscul de refuz nemotivat sau discreționar al OST	Utilizatorii de sistem	—	—	Pct. 242 ⁹ , 242 ¹⁰ și 242 ¹⁴ din proiect: temeiuri exhaustive de respingere și obligația motivării

Proiectul nu generează costuri de conformare pentru întreprinderi în sensul Metodologiei aprobate prin Hotărârea Guvernului nr. 574/2024. Dimpotrivă, acesta produce un efect de reducere a costurilor de conformare deja existente, cuantificate la pct. 4.2, și nu are impact disproporționat asupra întreprinderilor mici și mijlocii, mecanismul fiind conceput în beneficiul direct al acestei categorii de participanți la piață.

Riscuri reziduale nesoluționate prin prezentul proiect. Cauzele identificate la pct. 2.3 subpct. 1), 4) și 5) - lipsa recunoașterii reciproce a licențelor, legătura dintre accesul la PVT și calitatea de parte responsabilă de echilibrare, respectiv limitările regulilor privind piața secundară a capacității agregate - rămân în afara obiectului prezentului proiect. Acestea urmează a fi abordate, după caz, în cadrul cooperării regionale sub egida Comunității Energetice, potrivit recomandărilor formulate în raportul ECRB din februarie 2026.

5. Compatibilitatea proiectului actului normativ cu legislația UE

Proiectul nu aduce atingere transpunerii integrale a art. 70 din Regulamentul (UE) 2024/1789 privind obligația de a oferi produse de capacitate agregată la punctele de interconectare transfrontaliere. Acesta introduce exclusiv un mecanism procedural adițional, și anume, transferul dreptului de a transmite nominalizări/renominalizări – care nu este interzis de regulamentul menționat și este pe deplin consecvent cu flexibilitatea deja acceptată la nivelul Uniunii Europene, astfel cum rezultă din Opiniile ACER nr. 05/2026 (Bulgaria-Serbia) și nr. 06/2026 (Ungaria-Serbia) ante - menționate, precum și cu soluția adoptată de autoritatea de reglementare din Ucraina la puncte de interconectare aflate în situații comparabile. Prin urmare, proiectul asigură atât conformitatea cu acquis-ul Comunității Energetice, cât și corectarea unei deficiențe de aplicare recunoscute la nivel regional.

6. Avizarea și consultarea publică a proiectului actului normativ

Proiectul a fost elaborat, ca urmare a dificultăților semnalate de participanții la piață în contextul implementării capacității agregate la punctele de interconectare transfrontaliere.

În procesul de elaborare al proiectului OST SRL „Vestmoldtransgaz” a consultat utilizatorii de sistem asupra proiectului, iar observația primită din partea „Vetropack Chișinău” SA privind posibilitatea revocării transferului a fost acceptată și inclusă în proiect. Această completare a fost considerată utilă, deoarece evită rigidizarea raporturilor dintre participanți și permite revenirea la situația inițială atunci când părțile convin asupra acestui fapt, cu confirmarea OST.

Proiectul Hotărârii și Nota de fundamentare au fost publicate pe pagina oficială al ANRE, www.anre.md, la rubrica Transparența decizională /Proiecte supuse consultării publice și expediate spre consultare titularilor de licențe din sectorul gazelor naturale, autorităților relevante și altor părți interesate în conformitate cu Legea nr. 239/2008 privind transparența în procesul decizional și Legea nr. 100/2017 cu privire la actele normative.

Astfel, Agenția a expediat la data de 03.07.2026 spre consultare și avizare, în adresa Ministerului Energiei, Consiliul Concurenței, Ministerului Finanțelor, Serviciului Vamal, Inspectoratului fiscal de stat, furnizorilor/trading din sectorul gazelor naturale, SRL „Vestmoldtransgaz”, Inspectoratului de Stat pentru Supravegherea Produselor Nealimentare și Protecția Consumatorilor scrisoarea prin care s-a solicitat avizarea proiectului Hotărârii însoțită de Nota de fundamentare. Propunerile parvenite la proiectul Hotărârii, precum și informațiile cu privire la acceptarea sau respingerea acestora sunt incluse în sinteza obiecțiilor și propunerilor.

Urmare a consultărilor efectuate au fost recepționate avize de la următoarele părți interesate: „VETROPACK CHIȘINĂU” SA - a propus introducerea unei dispoziții care să permită revocarea, totală sau parțială, a transferului dreptului de nominalizare / renominalizare prin acordul comun al părților, cu notificarea OST și sub condiția acceptării de către acesta, în aceleași condiții procedurale prevăzute pentru transferul inițial. Pentru cantitatea de capacitate eliberată ca urmare a revocării, utilizatorul de sistem căruia ia fost alocată capacitatea agregată redobândește dreptul de a transfera din nou acest drept către un alt utilizator de sistem, în condițiile prezentului Cod. (Propunerea a fost acceptată) SA „Energocom” a venit cu mai multe propuneri și anume de a defini expres dreptul de nominalizare/renominalizare, de completare a proiectului cu o normă expresă care să prevadă facturarea directă de către OST către utilizatorul de sistem căruia i-a fost transferat dreptul de nominalizare/renominalizare a tuturor componentelor tarifyare dependente de cantitățile efectiv nominalizate, de completare a proiectului cu prevederi care să coreleze expres mecanismul de transfer al dreptului de nominalizare/renominalizare cu procedurile de gestionare a congestiilor. Ministerul Energiei, Ministerul Finanțelor, Serviciul Vamal, Serviciul Fiscal de Stat, SA „CET-Nord” suținând proiectul au venit cu lipsa de propuneri și obiecții.

La data de 27.07.2026 a fost organizată ședința de lucru online cu autoritățile Naționale de Reglementare din Polonia, Ungaria, Slovakia, Ucraina, Romania și Moldova unde s-a discutat subiectul privind obligația de a oferi produse de capacitate agregată la punctele de interconectare transfrontaliere.

La fel, la data de 28.07.2026 a fost organizată și ședința de lucru cu reprezentanții Asociației Energy Trader Europe unde s-a discutat proiectul de modificare a Codului rețelelor de gaze naturale care să asigure aplicarea efectivă și proporțională a obligației de agregare a capacității transfrontaliere, consolidând conformitatea Republicii Moldova cu acquis-ul Comunității Energetice, fără a genera riscuri suplimentare pentru securitatea aprovizionării.

7. Concluziile expertizelor

La elaborarea și aprobarea proiectului Agenția a ținut cont de punctul 7.1 din Metodologia de efectuare a expertizei anticorupție a proiectelor de acte normative departamentale, evitând în cuprinsul acestora norme care pot genera, la aplicare, apariția riscurilor de corupție.

La data de 28.07.2026 Grupului de lucru al Comisiei de stat pentru reglementarea activității de întreprinzător a avizat proiectul Hotărârii ANRE cu privire la modificarea Codului rețelelor de gaze naturale, aprobat prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 420/2019.

Expertiza juridică a Ministerului Justiției urmează a fi completat urmare încheierii procesului de consultare publică și avizare.

La data de 12 august 2026 a fost organizată o ședință de lucru cu părțile implicate/interesate, pentru definitivarea proiectului de hotărâre ANRE.

8. Modul de încorporare a actului în cadrul normativ existent

Intrarea în vigoare a prezentei Hotărâri se preconizează la data publicării în Monitorul Oficial al Republicii Moldova. Caracterul urgent al acestei măsuri este determinat de imperativul operaționalizării mecanismului de transfer al dreptului de nominalizare anterior termenului de 5 august 2026. Începând cu această dată, în conformitate cu exigențele cadrului normativ european, OST urmează să asigure oferirea obligatorie a produselor de capacitate agregată la toate punctele de interconectare transfrontaliere ale sistemului național de transport al gazelor naturale.

9. Măsurile necesare pentru implementarea prevederilor proiectului actului normativ

9.1. Cadrul juridic necesar de ajustat

Implementarea proiectului nu impune modificarea altor acte normative aprobate de Consiliul de administrație al ANRE. Metodologia de calculare, aprobare și aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de transport al gazelor naturale, aprobată prin Hotărârea ANRE nr. 535/2019, rămâne neschimbată. Sunt necesare exclusiv ajustări la nivelul documentelor de implementare elaborate de OST, în conformitate cu art. 7 alin. (1) lit. q¹) din Legea nr. 108/2016.

9.2. Acțiunile necesare pentru punerea în aplicare a noilor reglementări

Nr.	Acțiune	Responsabil	Termen
1	Publicarea Hotărârii în Monitorul Oficial al Republicii Moldova	ANRE	Anterior datei de 5 august 2026
2	Elaborarea și publicarea pe pagina electronică a OST a modelului de cerere de transfer al dreptului de nominalizare/renominalizare (pct. 242 ⁶) și a modelului de cerere de revocare (pct. 242 ¹³)	S.R.L. „Vestmoldtransgaz”	30 de zile de la intrarea în vigoare a Hotărârii
3	Revizuirea și prezentarea spre aprobare a Contractului de prestare a serviciilor de transport al gazelor naturale, cu includerea clauzelor privind transferul dreptului de nominalizare/renominalizare	S.R.L. „Vestmoldtransgaz” / ANRE	30 de zile de la intrarea în vigoare a Hotărârii
4	Adaptarea mijloacelor digitale de recepționare, procesare și confirmare a cererilor de transfer și de revocare, cu asigurarea respectării termenelor de o oră pentru produsele zilnice și intra-zilnice	S.R.L. „Vestmoldtransgaz”	Anterior datei de 1 octombrie 2026
5	Informarea utilizatorilor de sistem și a titularilor de licență pentru furnizarea/comercializarea gazelor naturale privind mecanismul instituit și modul de aplicare a acestuia	S.R.L. „Vestmoldtransgaz” / ANRE	Anterior începerii licitațiilor de capacitate pentru anul gazier 2026/2027

6	Coordonarea cu operatorii sistemelor de transport adiacenți („Transgaz” S.A., „Gas TSO of Ukraine LLC) privind corelarea operațională a procedurilor de nominalizare la punctele de interconectare comune	S.R.L. „Vestmoldtransgaz”	Continuu
7	Monitorizarea aplicării noilor prevederi în temeiul art. 7 alin. (1) lit. q ¹) din Legea nr. 108/2016	ANRE	Continuu

9.3. Schimbări instituționale necesare

Implementarea proiectului nu impune crearea de structuri instituționale noi, nu necesită suplimentarea personalului ANRE sau al OST și nu generează cheltuieli din bugetul public. Atribuțiile de monitorizare se exercită în cadrul competențelor existente ale Agenției.

9.4. Indicatorii de performanță pentru monitorizare

Nr.	Indicator	Sursa datelor	Periodicitate	Valoare de referință (2025/anul gazier 2023-2024)	Valoare-țintă
1	Numărul cererilor de transfer al dreptului de nominalizare/renominalizare depuse și confirmate	Raportarea OST	Semestrial	0 (mecanism inexistent)	≥ 1 în primul an gazier de aplicare
2	Numărul utilizatorilor de sistem distincți care beneficiază de dreptul transferat	Raportarea OST	Semestrial	0	În creștere
3	Ponderea cererilor soluționate în termenele prevăzute la pct. 242 ⁷ –242 ⁹ și 242 ¹⁴	Raportarea OST	Semestrial	—	100%
4	Ponderea deciziilor de respingere motivate, cu indicarea temeiului aplicat	Raportarea OST	Semestrial	—	100%
5	Numărul companiilor cu activitate efectivă de import de gaze naturale	Raportarea titularilor de licență / Raportul anual de activitate al ANRE	Anual	cca. 10	≥ 10
6	Numărul furnizorilor activi pe piața cu amănuntul	Raportul anual de activitate al ANRE	Anual	13	≥ 13
7	Indicele de concentrare HHI al pieței cu amănuntul	Raportul anual de activitate al ANRE	Anual	8 093	Fără creștere imputabilă implementării capacității agregate
8	Rata de utilizare a capacității alocate la PI Ungheni	Raportarea OST	Anual (an gazier)	14,75% utilizare duală (an gazier 2023-2024)	În creștere
9	Numărul reclamațiilor privind refuzul transferului sau al revocării	Registrul petițiilor ANRE	Anual	0	0

9.5. Monitorizarea și evaluarea impactului

Monitorizarea aplicării prevederilor introduse prin prezentul proiect se realizează de către Agenție, în temeiul art. 7 alin. (1) lit. q¹) din Legea nr. 108/2016, pe baza informațiilor prezentate de OST cu privire la indicatorii nr. 1-4 din tabelul de la pct. 9.4 (***Indicatorii de performanță pentru monitorizare***), raportați semestrial, și la indicatorul nr. 8 din același tabel, raportat anual, pentru fiecare an gazier încheiat, precum și pe baza datelor colectate de Agenție în cadrul procesului de elaborare a Raportului anual de activitate (indicatorii nr. 5-7) și al examinării petițiilor (indicatorul nr. 9).

Prima evaluare a funcționării mecanismului se efectuează după încheierea anului gazier 2026/2027, până la data de 31 decembrie 2027, și va viza aspecte precum gradul de utilizare efectivă a mecanismului de transfer, respectarea de către OST a termenelor și a obligației de motivare, evoluția numărului de participanți activi la import și pe piața cu amănuntul, precum și evoluția gradului de utilizare a capacității la punctele de interconectare transfrontaliere.

În cazul în care evaluarea va constata că mecanismul nu este utilizat sau că barierele de acces persistă, Agenția va examina oportunitatea unor măsuri complementare, inclusiv inițierea, în cooperare cu Secretariatul Comunității Energetice, a demersurilor privind recunoașterea reciprocă a licențelor sau solicitarea unei derogări în temeiul art. 70 din Regulamentul (UE) 2024/1789, potrivit precedentului constituit de Opiniile ACER nr. 05/2026 și nr. 06/2026.

Alexei TARAN
Director general