

Sinteza obiecțiilor și propunerilor
la proiectul Hotărârii ANRE privind modificarea Metodologiei de calculare, de aprobare și de aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale, aprobată prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 443/2020

Pct.	Participantul la avizare, consultare publică	Conținutul articolelor/punctelor din proiectul prezentat spre avizare și coordonare	Redacția propusă de instituția care a prezentat avizul	Argumentele privind acceptarea sau respingerea propunerii
	Chișinău-gaz Nr. 1355 din 14.08.2025	1. Metodologia de calculare, aprobare și aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale aprobată prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 443/2020 (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2020, nr. 332-342, art. 1312), înregistrată la Ministerul Justiției cu nr. 1606 din 2 decembrie 2020, se modifică după cum urmează:	1. Textul „Metodologia de calculare, aprobare și aplicare” de substituit cu textul „ Metodologia de calculare, de aprobare și de aplicare ”, în conformitate cu art. 7 alin. (2) lit. a) din Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale.	Se acceptă
Pct.1, alin 1)	Chișinău-gaz Nr. 1355 din 14.08.2025	1) La punctul 2, subpunctul 2) se completează cu textul „,pentru fiecare <u>operator de distribuție</u> ;”; se completează cu subpunctul 6 ¹) cu următorul cuprins: „6 ¹) modul de determinare a venitului reglementat ale fiecărui operator al sistemului de distribuție;”; se completează cu subpunctele 9), 9.1), 9.2), 9.3), 9.4) cu următorul cuprins: „9) în legătură cu aplicarea mecanismului aferent tarifului uniform de distribuție a gazelor naturale: 9.1) modul de calculare și aplicare a tarifelor uniforme de distribuție în funcție de nivelul presiunii în rețelele de gaze naturale la care sunt racordate instalațiile de gaze naturale ale consumatorilor finali; 9.2) mecanismul de determinare a plăților compensatorii de egalizare; 9.3) frecvența efectuării plăților compensatorii de egalizare, care urmează să fie achitate de către operatorii sistemelor de distribuție sau către aceștia <u>și mecanismul de determinare a acestora</u> ; 9.4) mecanismul de recuperare a oricărui deficit	2. Alin. 1), alin. 2) și alin. 3) textele „operator de distribuție”, „operator al sistemului de distribuție”, „operatorii sistemelor de distribuție” de substituit cu sintagma „OSD”, potrivit pct. 1 din Metodologia de calculare, de aprobare și de aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale, aprobată prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 443/2020 (în continuare - Metodologie). 3. Alin. 1) subpct. 9.1 de completat cu textul „sau pentru alți utilizatori de sistem în funcție de nivelul de presiune”, în temeiul pct. 55 din Metodologie și pct. 55 ¹ din prezentul proiect de hotărâre. 4. Alin. 1) subpct. 9.3, de exclus sintagma „și mecanismul de determinare a acestora”, din motivul că mecanismul dat este prevăzut la alin. 2 subpct. 9.2 propus spre completare.	Se acceptă parțial Pct. 9.1 a devenit pct. 10.1 cu următoarea redacție: <i>„10.1) modul de calculare și aplicare a tarifelor uniforme de distribuție în funcție de nivelul presiunii în rețelele de gaze naturale la care sunt racordate instalațiile de gaze naturale ale consumatorilor finali și la punctele de măsurare comercială cu alți OSD”.</i> Totodată, propunerile la sbp. 9 sunt prevăzute de art. 98 alin. (5 ¹) din Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale.

		tarifar înregistrat ca urmare a achitării cu întârziere sau a neachitării plăților compensatorii de egalizare de către operatorii sistemelor de distribuție.”		
Pct.1, alin 2)/pct. 3	Chișinău-gaz Nr. 1355 din 14.08.2025	2) Punctul 3 se completează cu subpunctul 8) cu următorul cuprins: <i>„8) asigurarea recuperării în timp util a costurilor de către operatorii sistemelor de distribuție.”</i>	5. Alin. 2) cuvântul „ <i>costurilor</i> ” de substituit cu cuvântul „ <i>veniturilor</i> ”, în conformitate cu art. 99 ³ alin. (4) din Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale.	Nu se accepta Propunerea de a substitui termenul „costurilor” cu „veniturilor” și de a-l introduce ca principiu de bază al Metodologiei nu poate fi acceptată, deoarece creează o ambiguitate și intră în contradicție cu principiul fundamental al formării tarifelor bazate pe costuri justificate. Deși art. 99 ³ din Legea nr. 108/2016 utilizează termenul „venituri reglementate”, acesta este folosit în contextul specific al mecanismului de compensare și egalizare aplicabil în cazul tarifului uniform. Scopul Art. 99 ³ alin. (4) este de a asigura că, în urma aplicării mecanismului de compensare, fiecare operator ajunge la nivelul venitului reglementat deja aprobat de Agenție. De asemenea, Art. 98 alin (5 ¹) lit. d) din Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale prevede expres că Metodologia trebuie să asigure „că operatorii sistemelor de distribuție își pot recupera costurile în timp util”.
Pct.1, alin 3) / pct.9	Chișinău-gaz Nr. 1355 din 14.08.2025	3) Punctul 9 va avea următorul cuprins: <i>„9. În sensul Metodologiei se utilizează noțiunile definite în Legea nr.108/2016 cu privire la gazele naturale, precum si următoarele noțiuni.”</i>	6. Alin. 3) <i>pct. 9 se propune de exclus noțiunile „tarif uniform de distribuție a gazelor naturale” și „entitatea pentru reconciliere”, care deja sunt prevăzute în art.2 din Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale.</i>	Nu se acceptă. Excluderea noțiunilor „tarif uniform” și „entitatea pentru reconciliere” nu este justificată, chiar dacă sunt definite în Lege. Considerăm că trebuie păstrate și în textul metodologiei pentru claritate și coerența actului normativ. Metodologia este un act normativ cu caracter aplicativ, destinat utilizării directe de către titularii de licențe. Pentru a facilita aplicarea corectă și unitară a prevederilor, este esențial ca termenii fundamentali să fie definiți în corpul documentului, evitând astfel

		ajustarea tarifului – procedura de examinare a calculației tarifului, în baza parametrilor planificați pentru anul „n”, în corespundere cu prevederile prezentei Metodologii, finalizată cu aprobarea tarifului.	pentru a lua în considerare componenta corectivă a costurilor de bază, astfel încât să se țină mai obiectiv și mai operativ cont de cheltuielile reale și să se asigure finanțarea adecvată pentru investițiile în infrastructura rețelelor de gaze. Aceste modificări sunt propuse pentru a stabili baza legală pentru ajustarea cheltuielilor de bază după aprobarea acestora. Dacă condițiile economice s-au schimbat din motive obiective de la momentul stabilirii cheltuielilor de bază anterioare, cum ar fi inflația, fluctuațiile valutare, modificările în costurile resurselor, costurile serviciilor etc., este necesară ajustarea tarifelor pentru a compensa aceste schimbări în scopul asigurării unei compensații corecte a cheltuielilor furnizorului de servicii, funcționarea continuă a sistemului și reducerea riscurilor OSD legate de incapacitatea de a acoperi cheltuielile necesare. În acest sens, este incorect să nu se ia în considerare costurile de bază efectiv suportate în cazul în care acestea diferă semnificativ de cele planificate sau actualizate. Pentru a remedia această situație, poate fi necesară ajustarea cheltuielilor de bază și, ca urmare, a tarifelor. De exemplu, dacă costul resurselor energetice sau al echipamentelor a crescut semnificativ sau dacă au avut loc modificări neașteptate în cheltuielile operaționale, din motive independente de ORS, una dintre soluțiile evidente este corectarea indicatorilor cheltuielilor de bază și a tarifelor. Astfel, se realizează scopul de a asigura venituri adecvate pentru furnizarea serviciilor și pentru investiții în dezvoltarea infrastructurii. Astfel, de exemplu, costurile de bază actualizate pentru anul 2023 sunt de 21 426 mii lei, în timp ce celea efectiv suportate pentru anul 2023 sunt de 26 278 mii lei, ceea ce depășește cu 22,6%	aceste cheltuieli suplimentare. Astfel, prin stabilirea costurilor de bază o dată la 5 ani, ținând cont de o planificare corectă, de periodicitatea efectuării anumitor lucrări, ANRE garantează că costurile de bază recuperate anual prin venitul reglementat sunt justificate în raport cu OSD și cu consumatorii de gaze naturale care achită serviciul de distribuție prin prețul final de furnizare a gazelor naturale. Aprobarea costurilor de bază este necesară, inclusiv în scopul optimizării perioadei de examinare a tarifelor. Or, în condițiile lipsei acestei proceduri, ANRE urma să examineze detaliat cheltuielile efective ale titularului de licență și să aplice principiul eficienței maxime cu cheltuieli minime la desfășurarea activităților reglementate, fapt care ar extinde esențial perioada de examinare. Astfel, deoarece componentele tarifare nu sunt determinate conform Indicațiilor metodice privind contabilitatea costurilor de producție și calculația costului produselor și serviciilor, și nu includ toate cheltuielile operaționale efectiv înregistrate de către titularul de licență, doar cele necesare și justificate, stabilite prin Costurile de bază aprobate, reieșind din analiza datelor efective din anii precedenți, prevederile actelor normative în vigoare și parametrii de planificare, aplicarea costurilor de bază pentru o perioadă de 5 ani este justificată. 4. Costurile de bază aprobate prin Hotărârea ANRE se actualizează anual ținând cont de indicele prețurilor de consum, creșterea numărului de km de rețea deservită de OSD, creșterea numărului locurilor de consum.
--	--	--	---	--

			costurile de bază actualizate. Din acest motiv, există necesitatea ajustării articolelor referitoare la cheltuielile de bază în perioada de reglementare, deoarece actualizarea cheltuielilor de bază adoptate ca bază în anul de referință 2020 nu corespund cheltuielilor reale ale întreprinderii	5. Mai mult ca atât, din practica de reglementare a ANRE pentru toate sectoarele, nu au fost precedente majore care au dus la majorări semnificative a costurilor de bază în partea ce ține de necesitatea de a angaja personal sau de a majora celelalte cheltuieli. Din contra, titularii de licență anual își eficientizează costurile.
Pct. 25	Camera de Comerț Americană din Moldova Nr. 90 din 15.08.2025 SRL „Rotalin Gaz Trading” nr. 207 din 05.04.2024	25. Cheltuielile materiale (CMn) cuprind valoarea materialelor consumabile care se utilizează direct sau contribuie indirect la desfășurarea activității de distribuție a gazelor naturale, inclusiv aferente prestării serviciilor auxiliare. Cheltuielile materiale pot fi reprezentate de: materiale, piese de schimb, carburanți, lubrifianți, obiecte de mică valoare și scurtă durată, materiale de protecție și alte tipuri de materiale utilizate pentru întreținerea, exploatarea și reparația curentă a utilajului, clădirilor, construcțiilor, rețelelor de distribuție a gazelor naturale, inclusiv întreținere și reparația curentă a rețelelor de gaze naturale transmise OSD la deservirea tehnică, inclusiv de către persoanele fizice, precum și a altor mijloace fixe nemijlocit utilizate în activitatea de distribuție a gazelor naturale.	<i>Cheltuielile materiale (CM_n) cuprind valoarea materialelor consumabile care se utilizează direct sau contribuie indirect la desfășurarea activității de distribuție a gazelor naturale, inclusiv aferente prestării serviciilor auxiliare. Cheltuielile materiale pot fi reprezentate de: materiale, piese de schimb, carburanți, lubrifianți, obiecte de mică valoare și scurtă durată, materiale de protecție și alte tipuri de materiale utilizate pentru întreținerea, exploatarea și reparația curentă a utilajului, clădirilor, construcțiilor, rețelelor de distribuție a gazelor naturale, inclusiv întreținere și reparația curentă a rețelelor de gaze naturale transmise OSD la deservirea tehnică, inclusiv de către persoanele fizice, precum și a altor mijloace fixe nemijlocit utilizate în activitatea de distribuție a gazelor naturale, precum și cheltuielile suportate de OSD în legătură cu atragerea unităților de transport auto și mașinilor specializate în temeiul contractului, în scopul asigurării funcționării fiabile și neîntrerupte a rețelelor, reparației și restabilirii integrității acestora, inspectării rețelelor în scopul determinării stării sale și posibilității utilizării lor în continuare.</i> Necesitatea atragerii de vehicule speciale suplimentare apare în cazul unor accidente de amploare, care necesită eforturi semnificative pentru remedierea consecințelor,	Nu se acceptă. De notat că suplimentul propus la definiția cheltuieli materiale, de facto se referă la contractarea anumitor servicii. Acest aspect din start presupune neacceptarea acestor completări. Totodată, în procesul de examinare a costurilor de bază, ANRE ține cont de toate argumentele OSD în partea ce ține de necesitate, justificare, obligativitate. Corespunzător, dacă OSD demonstrează necesitatea contractării anumitor servicii, acestea sunt acceptate la compartimentul <i>Cheltuieli aferente serviciilor prestate de terți</i> (CST). Suplimentar, stabilirea principiilor de determinare a cheltuielilor ce se recuperează prin tarifele de distribuție se ține cont de activitatea de distribuție în ansamblu, nu doar aferentă unui singur OSD. În partea ce ține de cheltuielile materiale efectiv suportate de un anumit OSD menționăm că acestea au fost luate în considerare, fiind examinate în baza principiilor de reglementare prestabilite.

			necesitând resurse considerabile pentru o perioadă scurtă de timp, resurse ce depășesc cele disponibile la ORS în timpul funcționării normale, când menținerea unui număr excesiv de vehicule speciale sau personal nu este justificată economic. De asemenea, este important să menționăm serviciile ulterioare de inspecție a stării conductelor după eliminarea consecințelor accidentelor, căutarea surselor de scurgeri sau pentru evaluarea gradului de uzură etc. Totodată, OSD poate avea nevoie de transport suplimentar pentru a îmbunătăți eficiența muncii și indicatorii de controlori și mecanici, în legătură cu care vehiculele pot fi închiriate direct de la angajați pe baza de contract, cu o compensație financiară corectă, în acest caz ORS neavând cheltuieli pentru achiziția, întreținerea, asigurarea și amortizarea activelor fixe, ceea ce evident reduce costurile. Astfel, spre exemplu, Rotalin Gaz Trading a avut cheltuieli materiale legate de exploatarea vehiculelor închiriate de la propriul personal în 2023 în valoare de 152,4 mii de lei, ceea ce reprezintă 5,1% din totalul cheltuielilor, ceea ce evident influențează indicatorii financiari și economici generali pentru perioada respectivă.	
Pct. 28	Camera de Comerț Americană din Moldova Nr. 90 din 15.08.2025 SRL „Rotalin Gaz Trading” nr. 207 din 05.04.2024	<i>IPCD_n</i> – indicele prețurilor de consum al SUA în anul „n”, publicat de către Departamentul Muncii al Statelor Unite ale Americii (SUA) pe pagina sa electronică;	<i>La formula (8) IPCD_n de înlocuit cu IPCM_n – indicele prețurilor de consum al Republicii Moldova în anul „n”, publicat de Biroul National de Statistică;</i> <i>În cazul în care, din motive obiective, costurile materiale rezonabile planificate ale OSD pentru fiecare articol în parte depășesc cu mai mult de 5% valoarea costurilor materiale calculate în conformitate cu formula de mai sus, agenția este obligată să utilizeze costurile materiale rezonabile planificate ale OSD pentru anul corespunzător al perioadei de</i>	Nu se acceptă. 1. Actualizarea anuală a cheltuielilor materiale în dependență de indicele prețurilor de consum al SUA are la bază aspectul aferent importurilor de materiale. În Republica Moldova nu se produc țevi, echipamente de măsurare și alte materiale necesare care se includ la această categorie de cheltuieli. Prin urmare, integrarea acestui indicator în procesul de actualizare a cheltuielilor aferente materialelor generează un efect de stabilizare asupra dinamicii prețurilor de import corespunzătoare acestor

			<i>reglementare pentru calcularea tarifului în timpul actualizării sau revizuirii acestuia.</i> Considerăm că echivalarea situației economice și financiare din Republica Moldova cu situația din SUA nu este justificată, iar IPC al SUA nu poate determina evoluția prețurilor și cheltuielilor în sectorul gazului din Moldova, neavând în vedere realitatea actuală din această țară. Nivelul inflației în 2023 a fost de 13,4% (sursă - https://statistica.gov.md/ro/evolutia-preturilor-de-consum-in-republica-moldova-in-luna-9485_60162.html), în timp ce în SUA a fost de 3,4% (https://www.usinflationcalculator.com/inflation/current-inflation-rates/). E de menționat că nu se află pe suprafață explicația faptului că în pct.33 al Metodologiei la actualizarea cheltuielilor aferente retribuirii muncii indicele de eficientizare X1 se determină din indicele prețurilor de consum al Republicii Moldova, pe când la actualizarea acestui gen de cheltuieți se utilizează IPC al SUA. Circumstanțele obiective pot determina schimbări în costurile materiale în perioada reglementată, care pot afecta semnificativ rentabilitatea sau chiar solvabilitatea OSD-ului. În acest context, considerăm necesară prevederea posibilității unei revizuirii mai rapide a componentei de cheltuieți și, implicit, a tarifelor pentru servicii. Astfel, doar în luna noiembrie 2022, față de noiembrie 2021, prețurile din Moldova au crescut cu 31,4%, inclusiv pentru produse alimentare - cu 33,1%, produse nealimentare - cu 21,2%, și servicii pentru populație - cu 44,7% (sursă - https://statistica.gov.md/ro/evolutia-preturilor-de-consum-in-republica-moldova-in-luna-9485_60162.html).	resurse. IPC-ul SUA arată cum evoluează costul real al produsului la sursă, iar IPC-ul Moldovei este util pentru partea de cheltuieți interne, adică pentru a aprecia cum evoluează prețurile de vânzare, taxele, transportul și costurile de distribuție pe piața locală. De menționat că în sectorul gazelor naturale din Republica Moldova, preponderent importurile de materiale au avut loc din Ucraina, Belarusia, Rusia, și cea mai utilizată valută în cadrul acestor tranzacții se consideră a fi USD. Prin aplicarea IPC-ului SUA are loc motivarea operatorilor de sistem să achiziționeze materialele necesare direct de la producători, eliminând necesitatea intermediarilor și obținând astfel prețuri mai avantajoase. Esența procurărilor direct de la producător generează un șir de avantaje, atât pentru OSD, cât și pentru consumator, pe lângă prețurile mai mici, obținerea materialelor de o calitate garantată, posibilitate de personalizare (dimensiuni de ex.), timp de livrare mai scurt, transparență și încredere, siguranță și control. 2. Acest indicator de actualizare este inclus în toate Metodologiile tarifare elaborate de ANRE. Corespunzător, în toate sectoarele reglementate, la actualizarea cheltuielilor materiale se aplică indicele prețurilor de consum al SUA. În acest context, Agenția în conformitate cu atribuțiile de reglementare - aplică o măsură de eficientizare a costurilor pentru operatorii reglementați prin stimularea OSD să efectueze achizițiile de materiale direct de la producători. 3. Modificarea propusă la pct. 28 ar duce la o dinamică neuniformă de actualizare a cheltuielilor materiale din anul
--	--	--	---	---

			9485_60162.html). De exemplu, cheltuielile materiale actualizate pentru anul 2023 sunt de 1 299 mii de lei, în timp ce cheltuielile materiale efectiv suportate pentru anul 2023 sunt de 3 003 mii de lei, ceea ce depășește cu 131% cheltuielile materiale actualizate. Din acest motiv, există necesitatea revizuirii acestei categorii de cheltuieli de bază în perioada reglementată, deoarece actualizarea cheltuielilor materiale în cadrul cheltuielilor de bază, adoptate ca bază în anul de referință 2020, nu reflectă cheltuielile reale ale întreprinderii	n în anul n+1. Respectiv, la o creștere semnificativă și neargumentată a acestor tipuri de cheltuieli.
Pct.1.4)	Ministerul Energiei Nr. 07-2154 din 12.08.2025	55 ³ . <i>Costurile suportate de entitatea pentru reconciliere în legătură cu gestionarea mecanismului de compensare, inclusiv costurile administrative și financiare, se iau în considerație la determinarea venitului reglementat al acesteia.</i>	Pct. 55 ³ în redacția prezentată în proiect se propune a fi completat la sfârșit cu următoarea frază: „Entitatea pentru reconciliere nu obține profit sau înregistrează pierderi din aplicarea mecanismului de compensare”. Propunerea este în concordanță cu prevederile art. 99 ³ alin. (7) din Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale.	Se acceptă.
Pct. 31	Camera de Comerț Americană din Moldova Nr. 90 din 15.08.2025 SRL „Rotalin Gaz Trading” nr. 207 din 05.04.2024	31. Pentru anul de bază, cheltuielile privind retribuirea muncii, CRE_0 și CRA_0 sunt determinate luând în considerare: 1) numărul personalului necesar, prevăzut în Statele de personal în vigoare, aprobate de către OSD, dar nu mai mare decât cel efectiv înregistrat în anii precedenți (4 ani) anului de bază, cu excepția situațiilor în care modificarea Statelor de personal este argumentată; 2) cuantumul minim garantat al salariului în sectorul real; 3) coeficientul de complexitate în ramură, recomandat la stabilirea salariului tarifar. Acest coeficient se aplică la nivelul efectiv aplicat de către întreprindere în anii precedenți (4 ani) anului de bază și efectiv în anul de bază; 4) nivelul de calificare a personalului; 5) regimul timpului de lucru efectiv, înregistrat în anii precedenți (4 ani) anului de bază;	<i>Pentru anul de bază, cheltuielile privind retribuirea muncii, CRE_0 și CRA_0 sunt determinate luând în considerare:</i> <i>1) numărul personalului necesar, prevăzut în Statele de personal în vigoare, aprobate de către OSD la momentul depunerii solicitării;</i> <i>2) cuantumul minim garantat al salariului în sectorul real;</i> <i>3) coeficientul de complexitate în ramură, recomandat la stabilirea salariului tarifar. Pentru calculul se utilizează coeficientul de complexitate stabilit conform indicilor aprobate în legislația în vigoare, aprobat de către OSD la momentul depunerii cererii corespunzătoare;</i> <i>4) nivelul de calificare a personalului;</i> <i>5) regimul timpului de lucru efectiv, înregistrat în anii precedenți (4 ani) anului de bază;</i> <i>6) condițiile de muncă;</i>	Se acceptă parțial. La pct. 31, sbp. 3) se exclude sintagma „Acest coeficient se aplică la nivelul efectiv aplicat de către întreprindere în anii precedenți (4 ani) anului de bază și efectiv în anul de bază”. Ce ține de excluderea sintagmei la sbp. 1) „dar nu mai mare decât cel efectiv înregistrat în anii precedenți (4 ani) anului de bază, cu excepția situațiilor în care modificarea Statelor de personal este argumentată”, menționăm că nu este întemeiată propunerea. Analiza dinamicii creșterii sau descreșterii numărului de personal antrenat în activitatea de distribuție a gazelor naturale reprezintă un exercițiu esențial pentru determinarea

		6) condițiile de muncă; 7) suplimente obligatorii la salarii; 8) primele justificate în scopuri tarifare, și prevăzute în Codul muncii, Contractul colectiv de muncă și Regulamentele interne.	7) <i>suplimente obligatorii la salarii;</i> 8) <i>primele justificate în scopuri tarifare, și prevăzute în Codul muncii, Contractul colectiv de muncă și Regulamentele interne.</i> Propunerea de redacție va permite să definim mai precis necesitățile de personal și cheltuielile salariale. Includerea situațiilor raționale care afectează programul de personal va preveni omisiuni în luarea în considerare a factorilor semnificativi, iar asigurarea transparenței în raportare va avea un impact pozitiv asupra procesului de stabilire a tarifelor pentru servicii. Pentru a preveni discriminarea și a asigura o abordare corectă pentru toți angajații, coeficientul de complexitate a industriei trebuie să se bazeze pe parametri obiectivi, cum ar fi procesele tehnologice, gradul de dificultate al muncii, cerințele de calificare și alte factori semnificativi specifici acelei industrie și a legislației în vigoare, oferind întreprinderilor posibilitatea de a aplica o abordare cea mai favorabilă și benefică pentru angajați în determinarea coeficientului de complexitate, ceea ce va permite să țină cont de realitățile curente și să asigure un coeficient de complexitate mai echitabil și actualizat pentru industrie. De exemplu, introducerea echilibrării zilnice a determinat necesitatea atragerii unor unități suplimentare de dispecer, recrutarea lor, formarea și remunerarea lor, ceea ce va duce la creșterea fondului de salarii, a cheltuielilor administrative etc., cheltuieli care nu sunt prevăzute în tariful curent. Astfel, introducerea a 2 dispeceri în statul de personal cu un fond de salarii de 22,6 mii lei în 2024 va duce la o creștere a cheltuielilor întreprinderii pe an cu 550,0 mii lei, ceea ce reprezintă 2,5% din fondul de salarii actualizat în 2023.	corectă a numărului de angajați necesar și justificat inclus în calculul de determinare a cheltuielilor de remunerare a muncii. Analiza activității anilor precedenți oferă o bază reală și obiectivă privind planificarea resurselor umane, prezintă un reper pentru eficiență și productivitate, permite argumentarea unor decizii strategice ale întreprinderii, precum automatizarea unor procese, reorganizarea sau formarea profesională a personalului existent. Totodată, în cazul survenirii unor modificări în activitatea întreprinderii, sau de ordin legislativ-normativ care au impact asupra numărului de personal, aceste aspecte se i-au în considerare la stabilirea costurilor de bază.
--	--	---	---	---

			Luând în considerare ponderea fondului de salarii în structura totală a cheltuielilor companiei, ignorarea unor astfel de abateri duce la afectarea intereselor furnizorului de servicii. Apariția unor astfel de circumstanțe nu este un scenariu ireal și este evidentă ca motiv pentru modificarea categoriilor de cheltuieli legate de activitatea reglementată.	
Pct. 33	Camera de Comerț Americană din Moldova Nr. 90 din 15.08.2025 SRL „Rotalin Gaz Trading” nr. 207 din 05.04.2024	33. Pentru anii următori, cheltuielile aferente retribuirii muncii, exceptând cheltuielile legate de contribuțiile de asigurări sociale de stat obligatorii și primele de asigurare obligatorie de asistență medicală, sunt actualizate anual conform formulelor: $CRE_n = CRE_0 \times \prod_{i=1}^n [(1 + IPCM_n \times 0,9) \times (1 + 0,5 \times \Delta NC_n + 0,5 \times \Delta LR_n)] \quad (12)$ $CRA_n = CRA_0 \times \prod_{i=1}^n [(1 + IPCM_n - X_2)] \quad (13)$ unde: $IPCM_n$ – indicele prețurilor de consum în Republica Moldova în anul de reglementare „n”, publicat de Biroul Național de Statistică al Republicii Moldova; X_2 – indicele de eficientizare, stabilit constant în cuantum de 20% din indicele prețurilor de consum din Republica Moldova, $X_2 = 0,2 \times IPCM_n$.	<i>Pentru anii următori, cheltuielile aferente retribuirii muncii, exceptând cheltuielile legate de contribuțiile de asigurări sociale de stat obligatorii și primele de asigurare obligatorie de asistență medicală, sunt actualizate anual conform formulelor:</i> $CRE_n = CRE_0 \times \prod [(1 + IPCM_n \times n_i = 10,9) \times (1 + K \times \Delta NC_n + (1 - K) \times \Delta LR_n)] \quad (12)$ $CRA_n = CRA_0 \times \prod [(1 + IPCM_n - n_i = 1, X_2)] \quad (13)$ unde: $IPCM_n$ – indicele prețurilor de consum în Republica Moldova în anul de reglementare „n”, publicat de Biroul Național de Statistică al Republicii Moldova; X_2 - indicele de eficientizare, stabilit constant în cuantum de 20 % din indicele prețurilor de consum din Republica Moldova, $X_2 = 0,2 \times IPCM_n$. <i>În cazul în care, din motive obiective, costurile rezonabile ale forței de muncă planificate ale OSD pentru fiecare articol în parte depășesc cu mai mult de 5% valoarea costurilor forței de muncă ale OSD calculate în conformitate cu formula de mai sus, Agenția este obligată să utilizeze costurile rezonabile ale forței de muncă planificate ale OSD pentru anul corespunzător al perioadei de reglementare pentru calcularea tarifului în timpul actualizării sau revizuirii acestuia.</i>	Nu se acceptă. La determinarea cheltuielilor de remunerare a muncii incluse în costurile de bază se ține cont de personalul necesar și justificat specific activității operatorilor de sistem. Totodată, la examinarea acestor costuri se iau în considerare mai multe aspecte (salariul minim pe țară, coeficienții aplicați de OSD, precum și cei prevăzuți de normele legale, condițiile de muncă al angajaților). Toate acestea permit o planificare corectă și justificată a cheltuielilor de remunerare a muncii. Mai mult ca atât, anual aceste cheltuieli se actualizează în dependență de mai mulți parametri. De notat că determinarea acestor tipuri de cheltuieli stau în sarcina operatorului de sistem. Corespunzător, OSD este responsabil de o planificare corectă și justificată a costurilor de personal care se recuperează prin costul serviciului de distribuție. Totodată, cu privire la datele menționate de Dvs aferente cheltuielilor de salarizare – urmează a fi clarificate motivele depășirii cheltuielilor actualizate și dacă există mijloace de eficientizare a acestora. Dacă acestea țin de acordarea unor plăți suplimentare de stimulare (KPI de exemplu),

			Prezența circumstanțelor obiective, cum ar fi situațiile de urgență, modificările legislative, factorii de piață neașteptați sau alte influențe externe, pot necesita ajustarea cheltuielilor cu salariile în timpul perioadei de reglementare, iar ajustarea cheltuielilor cu salariile conform normelor și regulilor stabilite de reglementare va contribui la respectarea cerințelor organului de reglementare și la asigurarea transparenței și legalității în gestionarea întreprinderii. Luând în considerare cele menționate mai sus, cheltuielile actualizate cu salariile în 2023 sunt de 18.520 mii de lei, iar cheltuielile efective cu salariile pentru 2023 sunt de 20.490 mii de lei, ceea ce reprezintă o depășire de 11% față de cheltuielile actualizate. În acest context, există necesitatea revizuirii acestei categorii de cheltuieli de bază în timpul perioadei de reglementare, deoarece actualizarea cheltuielilor cu salariile în cadrul cheltuielilor de bază, adoptate ca bază în 2020, nu corespund cheltuielilor reale ale întreprinderii.	atunci depășirea cheltuielilor nu este argumentată. Alegațiile privind necesitatea depășirii fondului de remunerare a muncii pe parcursul perioadei de reglementare sunt lipsite de suport juridic și nu au la bază argumente plauzibile. Cadrul legislativ-normativ în vigoare stabilește expres comportamentul angajatorului în raport cu salariații. În acest context, art. 17 al Codului Muncii prevede principiile de bază ale parteneriatului social, unul dintre care este: - „h) evaluarea posibilităților reale de îndeplinire a angajamentelor asumate de părți”; - art. 135 alin. (2) din Codul muncii și art. 20 alin. (1) al Legii salarizării nr. 847/2002 prevede că: „Formele și condițiile de salarizare, precum și mărimea salariilor în unitățile cu autonomie financiară se stabilesc prin negocieri colective sau, după caz, individuale între angajatori (persoane juridice sau fizice) și salariați sau reprezentanți ai acestora, în funcție de posibilitățile financiare ale angajatorilor. - Potrivit art. 31 din Codul muncii, conținutul și structura Contractului de muncă sunt determinate de părți. Potrivit alin. (3), în contract pot fi prevăzute, în funcție de situația economico-financiară a angajatorului, înlesniri și avantaje pentru salariați, precum și condiții de muncă mai favorabile în raport cu cele prevăzute de legislația în vigoare și convențiile colective.
Pct. 38	Camera de Comerț Americană din	38. Pentru anii următori, cheltuielile aferente serviciilor prestate de terți sunt actualizate anual conform formulei:	<i>Pentru anii următori, cheltuielile aferente serviciilor prestate de terți sunt actualizate anual conform formulei:</i>	Se acceptă parțial 1. Potrivit pct. 38 din Metodologia tarifară, pentru anii următori, cheltuielile

	Moldova Nr. 90 din 15.08.2025 SRL „Rotalin Gaz Trading” nr. 207 din 05.04.2024	$CST_n = CST_0 \times \prod_{i=1}^n [(1 + IPCM_n - X_2) \times (1 + 0,5 \times \Delta NC_n + 0,5 \times \Delta LR_n)] \quad (14)$	$CST_n = CST_0 \times \prod [(1 + IPCM_n - n_i = 1X_2) \times (1 + K \times \Delta NC_n + (1 - K) \times \Delta LR_n)] \quad (14)$ În cazul în care, din motive obiective, cheltuielile rezonabile planificate pentru anul relevant al perioadei de reglementare ale OSD pentru serviciile prestate de organizații terțe depășesc cu mai mult de 5% valoarea cheltuielilor corespunzătoare calculate în conformitate cu formula de mai sus, agenția este obligată să utilizeze cheltuielile rezonabile planificate ale OSD pentru serviciile prestate de organizații terțe pentru anul relevant al perioadei de reglementare pentru calcularea tarifului în timpul actualizării sau revizuirii acestuia. În prezent, prețul mediu pentru serviciul de verificare metrologică a echipamentului de măsurare este de aproximativ 62,50 lei/bucată, în comparație cu cei 29 lei, valabili în perioada 2019-2020. Datorită creșterii semnificative, de peste două ori, a costului serviciului oferit de terți, în comparație cu prețurile anterioare și cu numărul crescut de verificări planificate pentru anul 2024, suma cheltuielilor actualizate pentru această categorie nu acoperă cheltuielile prognozate, fiind mult mai mici. Având în vedere realitatea statistică, conform căreia aproximativ 30% din toate contoarele verificate necesită în cele din urmă reparații, și având în vedere că costul acestui serviciu a crescut semnificativ, apare necesitatea ajustării costului serviciilor oferite de organizațiile terțe pentru a asigura o abordare echilibrată în determinarea tarifului. Astfel, pentru anul 2024 sunt programate verificări pentru aproximativ 9000 de contoare, ceea ce necesită aproximativ 574 de mii de lei, față de cei 30,0 mii de lei aprobați,	aferente serviciilor prestate de terți sunt actualizate anual. La actualizarea acestor cheltuieli se ține cont de indicele prețurilor de consum înregistrat în Republica Moldova pentru anul n, de indicele de creștere a numărului locurilor de consum, precum și a indicelui de creștere a lungimii rețelelor. Prin urmare dacă creșterea cheltuielilor este generată de majorarea numărului locurilor de consum/ extinderea rețelelor și majorarea prețurilor, aceste riscuri sunt deja luate în considerare prin aplicarea formulei de actualizare din Metodologie, deja existentă și presupune acoperirea costurilor necesare și justificate. 2. Anul 2022 a fost un an atipic, economia fiind influențată de războiul din regiune, precum și de pandemia Covid-19. Corespunzător, la stabilirea regulilor generale, de durată în determinarea anumitor cheltuieli care au impact direct în prețul final de furnizare a gazelor naturale, nu este argumentată și nu pot fi utilizate datele anului atipic pentru a argumenta structura costurilor din componența tarifelor reglementate 3. Suplimentar, la determinarea cheltuielilor pentru anumite tipuri de servicii se ia în calcul periodicitatea efectuării lucrărilor. Tot din motivul periodicității unor anumite categorii de cheltuieli, precum sunt cele aferente verificării metrologice, s-a stabilit în Metodologie mecanismul de stimulare a eficienței la pct. 61, care oferă întreprinderii posibilitatea redirectionării unor resurse economisite într-un an – pentru utilizare într-un alt an.
--	--	---	---	--

			cea ce va afecta veniturile întreprinderii și, cel mai important, nu va fi compensat în perioada viitoare. În aceeași logică, vor crește și cheltuielile pentru reparația contoarelor verificate. Datorită situației schimbate, cheltuielile companiei pentru serviciile de reparație a contoarelor în volumul prognozat pentru anul 2024 trebuie să fie de 745,0 mii de lei, ceea ce este semnificativ diferit față de cei 85,12 mii de lei stabiliți anterior, influențând, de asemenea, rentabilitatea întreprinderii. În plus, cheltuielile pentru serviciile oferite de organizațiile terțe, actualizate pentru anul 2023, sunt de 857 de mii de lei, în timp ce cheltuielile efective suportate în 2023 se ridică la 1 636 de mii de lei, depășind cu 91% cheltuielile actualizate. Prin urmare, există necesitatea revizuirii acestei categorii de cheltuieli din costurile de bază în perioada de reglementare, deoarece actualizarea cheltuielilor pentru serviciile oferite de organizațiile terțe, în cadrul costurilor de bază luate în considerare în anul de bază 2020, nu corespund cheltuielilor reale ale întreprinderii.	Corespunzător, operatorii de sistem urmează să planifice eficient lucrările, aspect ce implică stabilirea pașilor necesari pentru a atinge obiectivele propuse și utilizarea resurselor financiare în mod eficient. Totodată, Agenția propune modificarea la definițiile simbolurilor ΔNC_n, NC_n și NC_{n-1} și anume substituirea sintagmei „consumatorilor finali” cu „locurilor de consum”. Modificarea cheltuielilor materiale (CM) și a celor aferente serviciilor prestate de terți (CST) este condiționată de modificarea numărului locurilor de consum și necesitatea servirii acestora, întrucât un consumator poate avea mai multe locuri de consum, precum în cazul persoanelor juridice – mai multe filiale, sau instituții subordonate, care se califică ca un singur consumator.
Pct. 40	Camera de Comerț Americană din Moldova Nr. 90 din 15.08.2025 SRL „Rotalin Gaz Trading” nr. 207 din 05.04.2024	40. Cheltuielile administrative (CA_n) reprezintă cheltuielile justificate ale OSD, aferente activității aparatului de conducere, subdiviziunilor administrative, alte cheltuieli cu caracter administrativ și anume: 1) cheltuieli privind întreținerea și reparația curentă a mijloacelor fixe cu caracter administrativ; 2) valoarea, uzura și reparația obiectelor de mică valoare și scurtă durată; 3) cheltuieli poștale;	<i>Cheltuielile administrative (CA_n) reprezintă cheltuielile justificate ale OSD, aferente activității aparatului de conducere, subdiviziunilor administrative, alte cheltuieli cu caracter administrativ și anume:</i> 1) <i>cheltuieli privind întreținerea și reparația curentă a mijloacelor fixe;</i> 2) <i>valoarea, uzura și reparația obiectelor de mică valoare și scurtă durată;</i> 3) <i>cheltuieli poștale;</i> 4) <i>cheltuieli de întreținere și exploatare a mijloacelor de comunicare utilizate în scopuri administrative;</i> 5) <i>cheltuieli tipografice, pentru procurarea</i>	Nu se acceptă. Pct. 40, sbp. 13) din redacția actuală a Metodologiei include sintagma „alte cheltuieli necesare și justificate aferente activității reglementate a OSD”. Aceasta este inclusă pentru cheltuieli, care la momentul elaborării proiectului Metodologiei nu pot fi identificate, dar care ulterior pot fi argumentate și efectuate. Așa cum nu pot fi stabilite exhaustiv cheltuielile unei întreprinderi reglementate, nu poate fi stabilită o listă concretă a tuturor cheltuielilor întreprinderilor. Stabilirea unei

		4) cheltuieli de întreținere și exploatare a mijloacelor de comunicare utilizate în scopuri administrative; 5) cheltuieli tipografice, pentru procurarea rechizitelor de birou, formularelor tipizate, etc.; 6) cheltuieli pentru paza și asigurarea securității antiincendiare; 7) cheltuieli pentru întreținerea transportului auto destinat subdiviziunilor; 8) cheltuieli pentru deplasările personalului; 9) cheltuieli pentru asigurarea obligatorie a personalului în conformitate cu actele normative; 10) cheltuieli privind serviciile bancare și serviciile comunale; 11) cheltuieli pentru pregătirea și perfecționarea obligatorie a personalului administrativ; 12) cheltuieli pentru procurarea literaturii de specialitate, actelor normative și instructive, abonarea la ediții speciale necesare în activitatea reglementată; 13) alte cheltuieli necesare și justificate aferente activității reglementate a OSD, inclusiv prestării serviciilor auxiliare.	<i>rechizitelor de birou, formularelor tipizate, etc.;</i> <i>6) cheltuieli pentru paza obiectelor administrative și asigurarea securității anti incendiare;</i> <i>7) cheltuieli pentru întreținerea și închirierea transportului auto, destinat subdiviziunilor administrative;</i> <i>8) cheltuieli pentru deplasările personalului administrativ;</i> <i>9) cheltuieli pentru asigurarea obligatorie a personalului și a patrimoniului în conformitate cu actele normative;</i> <i>10) cheltuieli privind serviciile bancare;</i> <i>11) cheltuieli pentru pregătirea și perfecționarea obligatorie a personalului administrativ;</i> <i>12) cheltuieli pentru procurarea literaturii de specialitate, actelor normative și instructive, abonarea la ediții speciale necesare în activitatea reglementată;</i> <i>13) Alte cheltuieli justificate legate de activitatea reglementată ai OSD, inclusiv chirie pentru spații, audit anual al rapoartelor financiare anuale sau alte forme de audit impuse de lege, contract sau decizia fondatorului.</i> <i>14) alte cheltuieli necesare și justificate aferente activității reglementate a OSD, inclusiv prestării serviciilor auxiliare.</i> Închirierea de autovehicule permite întreprinderii să se adapteze ușor la schimbările în necesitățile de resurse de transport. Prin închirierea de bunuri, este ușor să se crească sau să se reducă numărul de vehicule în funcție de cerințele actuale ale întreprinderii, ceea ce poate fi deosebit de important în condițiile unei activități în schimbare. De asemenea, nu este nevoie de investiții inițiale mari, ca în cazul	liste concrete a cheltuielilor, va avea drept consecință limitarea drepturilor ANRE cu privire la verificarea activității titularilor de licență, fapt ce va reduce gradul de transparență a activității acestuia, iar ANRE va fi în imposibilitate să-și exercite atribuțiile stabilite prin legile sectoriale. Corespunzător, tipurile de cheltuieli solicitate la această categorie se examinează prin prisma necesității, obligativității și justificării acestora în scopuri tarifare. Serviciile de audit fiind obligatorii, se acceptă în scopuri tarifare, cu examinarea costului acestora prin prisma principiului costuri minime cu eficiență maximă – principiu impus de Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale.
--	--	--	--	--

			cumpărării cu credit. Acest lucru permite întreprinderii să păstreze fonduri disponibile pentru alte scopuri, cum ar fi dezvoltarea afacerii sau asigurarea capitalului circulant. Astfel, angajații operatorului rețelelor de distribuție se confruntă cu restricții de acces la obiectele și zonele care sunt dificil sau imposibil de atins fără utilizarea transportului auto sau necesitatea de a reveni la un anumit utilizator al rețelelor, ceea ce complică fără utilizarea autotransportului. Acest lucru poate duce la întârzieri în îndeplinirea sarcinilor și creșterea timpului petrecut între obiecte, precum și la afectarea punctualității și termenelor de îndeplinire a sarcinilor, conducând la creșterea sarcinii fizice, având un impact negativ asupra performanței și eficienței lor. În același timp, includerea cheltuielilor pentru efectuarea auditului financiar în calculul determinării tarifelor pentru serviciile întreprinderii asigură transparență, conformitate cu normele și legislația, minimizarea riscurilor, creșterea încrederii investitorilor și creditorilor, precum și conformitatea cu responsabilitatea socială și principiile etice, ceea ce poate fi considerat o parte necesară a cheltuielilor în desfășurarea acestui tip de activitate, deoarece atragerea ulterioară a investițiilor sau a creditelor este dificilă fără concluziile unui auditor independent, ceea ce este evident legat de activitatea principală a companiei.	
Pct. 42	Camera de Comerț Americană din Moldova Nr. 90 din 15.08.2025	Pentru anul de bază, cheltuielile administrative se determină pornind de la cheltuielile efectiv utilizate în perioadele precedente de reglementare cu respectarea principiului eficienței maxime la cheltuieli minime și necesare desfășurării activității reglementate.	Pentru anul de bază, cheltuielile administrative se determină pornind de la cheltuielile efectiv utilizate în perioadele precedente de reglementare, inclusiv și cheltuieli administrative necesare, justificate și planificate pentru perioadele ulterioare, cu respectarea principiului eficienței maxime la cheltuieli minime și necesare desfășurării	Nu se acceptă. În fapt, stabilirea costurilor de bază pentru anul de bază — anul pentru care Agenția aprobă costurile de bază aferente fiecărui OSD — reprezintă o estimare planificată a cheltuielilor necesare și justificate pentru perioadele următoare, fundamentată pe experiența anterioară a

	SRL „Rotalin Gaz Trading” nr. 207 din 05.04.2024		activității reglementate.	OSD în desfășurarea activității de distribuție a gazelor naturale. În acest context, menționăm că sintagma propusă „ <i>inclusiv și cheltuieli administrative necesare, justificate și planificate pentru perioadele ulterioare</i> ” este lipsită de coerență și sens logic.
Pct. 43	Camera de Comerț Americană din Moldova Nr. 90 din 15.08.2025 SRL „Rotalin Gaz Trading” nr. 207 din 05.04.2024	Pentru anii următori, cheltuielile administrative sunt actualizate anual conform formulei: $CA_n = CA_0 \times \prod_{i=1}^n (1 + IPCM_n - X_2) \quad (15)$	<i>Pentru anii următori, cheltuielile administrative sunt actualizate anual conform formulei:</i> $CA_n = CA_0 \times \prod_{i=1}^n (1 + IPCM_n - X_2) \quad (15)$ <i>În cazul în care, din motive obiective, cheltuielile administrative rezonabile ale OSD planificate pentru anul relevant al perioadei de reglementare depășesc cu mai mult de 5% valoarea cheltuielilor relevante calculate în conformitate cu formula de mai sus, agenția este obligată să utilizeze cheltuielile administrative rezonabile planificate de OSD pentru anul relevant al perioadei de reglementare pentru calcularea tarifului în timpul actualizării sau revizuirii acestuia.</i> Având în vedere că cheltuielile administrative actualizate pentru anul 2023 sunt de 749 mii lei, iar cheltuielile efective suportate în 2023 se ridică la 1149 mii lei, ceea ce depășește cu 53% cheltuielile actualizate. În acest context, există necesitatea revizuirii acestei categorii de cheltuieli din costurile de bază în perioada de reglementare, deoarece actualizarea cheltuielilor administrative, în cadrul costurilor de bază luate în considerare în anul de bază 2020, nu corespund cheltuielilor reale ale întreprinderii.	Nu se acceptă. Propunerile sunt lipsite de argumente. Nu au fost aduse exemple concrete de motive obiective care ar duce la creșterea cheltuielilor administrative. Mai ales ținând cont de caracterul auxiliar al acestor cheltuieli, întreprinderea urmează să se orienteze spre eficientizarea acestora. Costurile de bază se examinează o dată la 5 ani. Este un proces complex ce presupune examinarea detaliată a cheltuielilor prin prisma necesității, justificării și argumentării în sensul acceptării acestora în scopuri tarifare. Acestea se stabilesc pentru anul de bază n și se actualizează pentru următorii 5 ani. Acest aspect implică o responsabilitate a operatorilor de sistem de a determina costuri corecte și necesare, precum și a eficientizării activității pe parcursul perioadei de valabilitate a acestora. Respectiv, propunerea de a include sintagma respectivă la pct. 43, în fapt, presupune renunțarea la principiul examinării costurilor de bază o dată la 5 ani, fiind omis procesul riguros de analiză a acestora. Acest fapt este inadmisibil, întrucât contravine principiilor transparenței, predictibilității și fundamentării costurilor de bază justificate aferente activității de distribuție a gazelor naturale. Aprobarea costurilor de bază este necesară, inclusiv în

				scopul optimizării perioadei de examinare a tarifelor. Or, în condițiile lipsei acestei proceduri, ANRE urma să examineze detaliat cheltuielile efective ale titularului de licență și să aplice principiul eficienței maxime cu cheltuieli minime la desfășurarea activităților reglementate, fapt care ar extinde esențial perioada de examinare.
Pct. 50	Camera de Comerț Americană din Moldova Nr. 90 din 15.08.2025 SRL „Rotalin Gaz Trading” nr. 207 din 05.04.2024	$K_e = r_f + r_t + \beta_d \times (r_m - r_f) \quad (21)$ Unde: r_t – rata de risc al țării, %, stabilită ca valoare plafon, egală cu 6,75%. În cazul când rata de risc a Republicii Moldova publicată de DAMODARAN este mai mică decât acest nivel, se aplică cel publicat în sursa: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/, la compartimentul: Risk Premium for Other Markets, Country Risk premium.	r_t – rata de risc al țării, %, publicată în sursa: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/, в разделе: Risk Premium for Other Markets, Country Risk premium Fixarea coeficienților utilizați în formulele de calcul al rentabilității afectează negativ rezultatele activității OSD și duce la distorsionarea realității, ceea ce este inexplicabil din perspectiva echității atunci când se aplică metoda aleasă pentru determinarea rentabilității. Astfel, riscul de piață, în procent, a fost stabilit la 6,24% în ianuarie 2023 ca valoare aritmetică medie pentru ultimii 30 de ani (1993-2022) în SUA, iar fixarea acestui indicator la nivelul de 4,80% în 2019 nu este justificată. De asemenea, considerăm că este nejustificată fixarea ratei riscului sistemic conform Metodologiei la nivelul de 0,19, în timp ce rata publicată la 01.01.2023 este de 0,60%. În aceeași logică, rata riscului țării fixată conform Metodologiei la 6,75% este departe de rata publicată la 01.01.2023, de 11,22%. În plus, principiile de formare a tarifului pentru distribuție stabilite de EnCo, care pot fi găsite pe resursă - https://energy-community.org/dam/jcr:566a0f58-ac91-451c-96aa-6fa016d6e55e/Elearning_gas_tariffs_032020.pdf, nu prevăd fixarea sau limitarea coeficienților	Se acceptă parțial Camera de Comerț Americană din Moldova nu a înaintat propuneri concrete, fiind criticată doar modalitatea de stabilire a ratei rentabilității prevăzută de Metodologie. Principiul fixării unor parametri pentru calculul ratei rentabilității pe durata unei perioade de reglementare este o practică deliberată și esențială pentru asigurarea predictibilității pentru titularii reglementați și garantarea stabilității tarifare. Deși valorile de piață fluctuează, fixarea acestor parametri previne volatilitatea tarifelor pentru consumatorii finali. Dacă tarifele ar fi ajustate anual pe baza primelor de risc de piață, care pot varia dramatic, acest lucru ar crea o instabilitate semnificativă. Cadrul de reglementare trebuie să echilibreze necesitatea OSD-urilor de a atrage capital cu nevoia de a proteja consumatorii de șocuri tarifare. Totodată, Agenția constată necesitatea actualizării unor parametri învechiți. Din acest motiv, formula (21) va avea următoarea redacție: $K_e = r_f + \beta_d \times (r_m - r_f) \quad (21);$

			în formula corespunzătoare, ceea ce evident distorsionează evaluarea stării companiei de distribuție a gazelor naturale.	- Respectiv, r_i rata de risc a țării – se exclude.
Pct. 50	Camera de Comerț Americană din Moldova Nr. 90 din 15.08.2025 SRL „Rotalin Gaz Trading” nr. 207 din 05.04.2024	$(r_m - r_f)$ - prima de risc caracteristică pieței, %, egală cu 4,80%, determinată în ianuarie 2019 ca media aritmetică din ultimii 30 ani în SUA (Stock-T. Bonds) și publicată în sursa: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/ la compartimentul: Data, Current data, Discount rate estimation, Historical Return on Stoks, Bonds and Bills-United States, Arithmetic Average, Risk Premium;	$(r_m - r_f)$ - prima de risc caracteristică pieței, %, determinată în ianuarie anual ca media aritmetică din ultimii 30 ani în SUA (Stock-T. Bonds) și publicată în sursa: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/ la compartimentul: Data, Current data, Discount rate estimation, Historical Return on Stoks, Bonds and Bills-United States, Arithmetic Average, Risk Premium;	- Definiția simbolului r_f va avea următoarea semnificație: „r_f - rata lipsită de risc, media ratelor din anii precedenți la situația din 1 ianuarie 2025, a obligațiunilor de stat cu termen de 10 ani, publicată de Ministerul Finanțelor în mărime de 7,75%.” - Definiția simbolului β va avea următoarea redacție: „β - Riscul sistematic al industriei (lipsit de îndatorare) în mărime de 0,4; care reprezintă valoarea medie corespunzătoare valorii β utilizate de instituțiile de reglementare publicat în raportul CEER pentru anul 2023”. - Definiția simbolului $(r_m - r_f)$ va avea următoarea redacție: „$(r_m - r_f)$ - Prima de risc de piață, egală cu 5,44 %, determinată în ianuarie 2024 ca media geometrică începând cu anul 1928 pentru bondurile de trezorărie SUA (Stock-T. Bonds) și publicată în sursa: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/ la compartimentul: Data Sets, Historical Return on Stoks, Bonds and Bills, Geometric Average, Risk Premium.” - Definiția simbolului K_d va avea următoarea redacție: „K_d - Valoarea anuală a capitalului împrumutat al întreprinderii în mărime de 6%.”.
Pct. 50	Camera de Comerț Americană din Moldova Nr. 90 din 15.08.2025 SRL „Rotalin Gaz Trading” nr. 207 din 05.04.2024	β – riscul sistematic al industriei (lipsit de îndatorare), care reprezintă valoarea medie corespunzătoare companiilor de utilități publice a SUA publicată în ianuarie 2020 în sursa: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/ la compartimentul: Data, Levered an Unlevered Betas by Industry, Utility (General), Unlevered Betacare și este egală cu 0,19.	β – riscul sistematic al industriei (lipsit de îndatorare), care reprezintă valoarea medie corespunzătoare companiilor de utilități publice a SUA publicată în ianuarie 2020 în sursa: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/ la compartimentul: Data, Levered an Unlevered Betas by Industry, Utility (General), Unlevered Betacare.	

				Valoarea acestuia corespunde ratei medii la creditele acordate în valută străină în anul precedent (2024), publicate de Banca Națională a Moldovei la compartimentul: Statistica monetară, Ratele medii ale dobânzilor, Rata medie la creditele acordate în valută străină/persoane juridice/ peste 12 luni/2024. Securitatea investițională în Republica Moldova este garantată de capacitatea instituțiilor de stat de a-și onora obligațiunile financiare pe intern și extern. Acest indicator este reflectat prin randamentul obligațiunilor de stat emise de Ministerul Finanțelor. Viziunea autorității de reglementare este de a oferi predictibilitate investitorilor în funcție de capacitatea financiară a statului în care se realizează investițiile. Astfel, la determinarea costului mediu ponderat al capitalului se va utiliza rata obligațiunilor de stat publicată de Ministerul Finanțelor. Riscul SUA nu este relevant climatului investițional al Republicii Moldova. Potrivit formulei de determinare a ratei de rentabilitate propusă de Agenție în proiectul de modificare a Metodologiei, $Rr_n = 9,73\%$. Totodată, important de menționat că media ratei de rentabilitate pentru ultimii 5 ani = 8,71%. Prin aplicarea componentelor fixe la determinarea ratei de rentabilitate pentru o perioadă de reglementare de 5 ani, va oferi o predictibilitate și siguranță financiară operatorilor sistemelor de distribuție și investitorilor.
--	--	--	--	--

Pct. 55	Camera de Comerț Americană din Moldova Nr. 90 din 15.08.2025 SRL „Rotalin Gaz Trading” nr. 207 din 05.04.2024	Tariful pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale se determină după cum urmează: $Cc_{n-1}^{PI} Cc_{n-1}^{PM}; Cc_{n-1}^{PJ}$ - componenta de corectare a venitului reglementat al OSD pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale prin rețelele de distribuție, determinată pentru perioada precedentă de reglementare. Valoarea componentei de corectare se alocă între nivelele de presiune proporțional lungimii rețelelor de distribuție a gazelor naturale de presiune înaltă, de presiune medie și de presiune joasă.	55. <i>Tariful pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale se determină după cum urmează:</i> $Ccn-1PI; Ccn-1PM; Ccn-1PJ$ - <i>componenta de corectare a venitului reglementat și componenta de corectare a costurilor de baza al OSD pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale prin rețelele de distribuție, determinată pentru perioada precedentă de reglementare. Valoarea componentei de corectare se alocă între nivelele de presiune proporțional lungimii rețelelor de distribuție a gazelor naturale de presiune înaltă, de presiune medie și de presiune joasă.</i> La determinarea acestui parametru urmează sa fie luată în considerație și componenta de corectare a costurilor de bază pentru atingerea „ai bune balanțe între interesele OSD și utilizatorului de rețea.	Nu se acceptă. Propunerea de includere în Metodologia tarifară a componentei de corectare a costurilor de bază nu se acceptă. Corespunzător, a se vedea argumentele de mai sus.
Secțiunea 7¹	SRL „Chișinău-gaz” Nr. 1355 din 14.08.2025	Secțiunea 7¹ Tariful uniform de distribuție a gazelor naturale	<i>Alin. 4) de completat denumirea Secțiunii 7' cu următoarea sintagmă: "și mecanismul de compensare".</i>	Nu se acceptă Nu este necesară încărcarea denumirii secțiunii. Pct 2 sbp. 9 din Metodologie prevede că Metodologia stabilește mecanismul de compensare.
55 ⁴	Chișinău-gaz Nr. 1355 din 14.08.2025	55⁴. Costurile suportate de entitatea pentru reconciliere în legătură cu gestionarea mecanismului de compensare, inclusiv costurile administrative și financiare, se iau în considerație la determinarea venitului reglementat al acesteia. Entitatea pentru reconciliere nu obține profit sau înregistrează pierderi din aplicarea mecanismului de compensare.	<i>Alin. 4) după pct. 55⁴ de completat cu un pct. nou în următoarea redacție:</i> <i>„Lunar, până la data de 5, OSD va prezenta entității pentru reconciliere volumele de gaze naturale distribuite în luna precedentă prin rețelele de distribuție a gazelor naturale, diferențiat în funcție de nivelul presiunii a acestora", în temeiul prevederilor din pct. 55⁵-55⁷ din prezentul proiect de hotărâre. În consecință, de renumerotat punctele ulterioare.</i>	Se acceptă
55 ⁵	Chișinău-gaz Nr. 1355 din	55⁵. În cazul în care rezultatul obținut conform formulelor (29), (30) și (31) este pozitiv (+), OSD	<i>Alin. 4) în pct. 55⁵ de schimbat data „25” în „15”, astfel încât entitatea de reconciliere și</i>	Se acceptă parțial Se modifică data „25” cu data de „20”.

	14.08.2025	va achita plata compensatorie de egalizare către entitatea pentru reconciliere în mărimea respectivă, până la data de 25 a lunii, pentru volumele distribuite în luna precedentă.	<i>OSD să aibă timp să acumuleze mijloacele bănești necesare pentru plata impozitelor și contribuțiilor de asigurări sociale de stat obligatorii, care, conform Codului Fiscal al Republicii Moldova nr.1163 din 24.04.1997 și Legii nr. 489 din 08.07.1999 privind sistemul public de asigurări sociale și alte acte normative, trebuie achitate nu mai târziu de data de 25 a lunii care urmează după încheierea perioadei fiscale.</i>	
55 ⁶	Chișinău-gaz Nr. 1355 din 14.08.2025	55 ⁶ . În cazul în care rezultatul obținut conform formulelor (29), (30) și (31) este negativ (-), OSD va primi plata compensatorie de egalizare de la entitatea pentru reconciliere în mărimea respectivă, până la ultima zi a lunii, pentru volumele distribuite în luna precedentă.	<i>Alin. 4) în pct. 55⁶ de modificat sintagma "până la ultima zi a lunii" în următoare redacție: „până la data de 20 a lunii”, din motivul menționat supra.</i>	Se acceptă parțial Se modifică textul „ultima zi a lunii” cu textul „data de 24 a lunii”
55 ⁸	Chișinău-gaz Nr. 1355 din 14.08.2025	55 ⁸ . În cazul în care la expirarea a 15 zile, de la data indicată la pct. 55 ⁵ din prezenta Metodologie, se constată neachitarea plăților compensatorii de egalizare de către OSD, entitatea pentru reconciliere va contracta împrumuturi bancare pentru acoperirea deficitului înregistrat. Costurile financiare (dobânzi, comisioane, etc.) aferente împrumuturilor bancare vor fi luate în considerație la actualizarea venitului reglementat al entității pentru reconciliere.	<i>Alin. 4) de exclus pct. 55⁸, argumentele sunt prezentate mai jos. Din perspectiva cadrului de reglementare bancar și a practicilor prudențiale impuse de Banca Națională a Moldovei (BNM), orice credit acordat de o instituție financiară trebuie să aibă un scop clar, legal și direct legat de activitatea solicitantului, iar beneficiarul economic real trebuie identificat în mod expres. În cazul prevederilor menționate, scopul împrumutului nu este finanțarea necesităților proprii ale entității de reconciliere, ci acoperirea deficitului financiar înregistrat de OSD-uri față de mecanismul de compensare. Aceasta denotă, din punct de vedere bancar, că beneficiarii economici reali ai fondurilor sunt entități terțe cu datorii neacoperite, iar finanțarea acestora, fie și indirect, este tratată de sectorul bancar drept creditare cu risc sporit. Pe lângă obstacolele legale și procedurale din domeniul bancar, impunerea unei asemenea obligații generează un set de riscuri directe și indirecte pentru entitatea de reconciliere:</i>	Se acceptă parțial SRL „Chișinău-gaz” nu a propus o soluție alternativă pentru cazul în care se constată neachitarea plăților compensatorii de către un OSD. Totodată, se acceptă faptul că este oportun de extins posibilitățile de acoperire a deficitului, inclusiv prin accesarea împrumuturilor nebankare. Astfel, textul pct. 55 ⁸ a fost redactat: „În cazul în care la expirarea a 15 zile, de la data indicată la pct. 55 ⁵ din prezenta Metodologie, se constată neachitarea plăților compensatorii de egalizare de către OSD, entitatea pentru reconciliere va contracta împrumuturi bancare sau alte împrumuturi de mijloace bănești pentru acoperirea deficitului înregistrat. Costurile financiare (dobânzi, comisioane,) aferente împrumuturilor vor fi luate în considerație la

		1. Riscul nerambursării creditului bancar - în lipsa unor garanții solide și imediat executabile din partea OSD-urilor, există posibilitatea reală ca sumele împrumutate să nu fie recuperate integral, ceea ce ar transforma obligația de acoperire temporară într-o pierdere definitivă suportată de entitatea de reconciliere. 2. Riscul deficitului de lichidități - contractarea unei datorii semnificative pe termen scurt poate afecta capacitatea entității de a asigura finanțarea propriilor obligații operaționale și de investiții, mai ales dacă rambursarea către bancă trebuie făcută înainte de recuperarea integrală a sumelor de la OSD-uri. 3. Riscul costurilor nerecuperabile - deși dobânzile și comisioanele aferente împrumuturilor sunt recunoscute ulterior în venitul reglementat, există decalaje semnificative între momentul plății efective și momentul recuperării prin tarife, ceea ce creează presiune financiară suplimentară și riscul ca unele costuri să nu fie recunoscute integral. 4. Riscul sistemic - dacă mai multe OSD-uri nu efectuează plățile la termen, valoarea împrumutului necesar ar putea depăși semnificativ capacitatea de creditare a entității de reconciliere, iar incapacitatea acesteia de a atrage suma integrală ar periclita însăși funcționarea mecanismului de egalizare. Nu în ultimul rând trebuie să menționăm că cunoașterea faptului că entitatea de reconciliere va acoperi prin credit bancar decalajul de numerar ale OSD-urilor poate crea un stimulent negativ pentru acestea de a nu întreprinde măsuri ferme pentru îmbunătățirea propriei situații financiare și a disciplinei de plată. În lipsa presiunii directe și imediate a consecințelor neplății, OSD-urile pot deveni	actualizarea venitului reglementat al entității pentru reconciliere. Rata dobânzii aferentă altor împrumuturi de mijloace bănești nu va depăși rata medie ponderată a dobânzilor la creditele acordate persoanelor juridice în anul „n”, în monedă națională, publicată de Banca Națională a Moldovei la compartimentul: <i>Ratele medii ponderate ale dobânzilor la creditele noi acordate, Rata medie ponderată la creditele acordate în monedă națională /persoane juridice /până la 12 luni.</i>”.
--	--	--	--

			<i>dependente de mecanismul de preluare a obligațiilor de către entitatea de reconciliere, ceea ce ar putea perpetua și chiar agrava problemele structurale din sistem.</i> <i>Având în vedere aceste impedimente și riscuri, considerăm că prevederea în forma sa actuală este potențial periculoasă pentru stabilitatea financiară a entității de reconciliere și a mecanismului reglementat de egalizare, motiv pentru care se solicită excluderea acesteia.</i>	
55 ⁹	Chișinău-gaz Nr. 1355 din 14.08.2025	55 ⁹ . Venitul reglementat actualizat al OSD pentru care s-a constatat neachitarea plăților compensatorii de egalizare în conformitate cu pct. 55 ⁷ din prezenta Metodologie, va fi diminuat cu valoarea costurilor aferente împrumuturilor bancare suportate de entitatea pentru reconciliere necesare pentru acoperirea deficitului creat de către OSD respectiv.	Alin. 4) în pct. 55 ⁹ de schimbat fraza " <i>entitatea pentru reconciliere</i> " Cu cuvântul „ <i>OSD</i> ”.	Nu se acceptă Împrumutul îl va accesa entitatea de reconciliere, Respectiv, entitatea de reconciliere va suporta costuri (comisioane, dobânzi). Totodată aceste costuri vor fi luate în calcul la determinarea venitului reglementat al entității de reconciliere, deoarece derivă direct din îndeplinirea obligației sale legale de a asigura echilibrarea și compensarea fluxurilor financiare din sistem. În același timp, OSD-ul care nu a efectuat plata compensatorie și a cauzat deficitul, va avea venitul reglementat diminuat cu valoarea costurilor pe care entitatea de reconciliere a fost nevoită să le suporte. Astfel, costul financiar al neplății este alocat responsabil entității care a generat problema, evitând transferarea acestor costuri asupra altor operatori sau asupra consumatorilor. Mecanismul reflectă următoarele principii: 1. <i>Principiul cauzalității</i> (cine generează costul îl suportă) OSD-ul în culpă provoacă un deficit → deficitul generează costuri → costurile sunt atribuite veniturilor sale reglementate. 2. <i>Neutralitatea entității de reconciliere</i>
55 ¹⁰	Chișinău-gaz Nr. 1355 din 14.08.2025	55 ¹⁰ . Acoperirea de către entitatea pentru reconciliere a deficitului înregistrat, nu exonerează OSD de achitarea plății compensatorii de egalizare datorată.	Alin. 4) de exclus pct. 55 ¹⁰ .	

				Entitatea de reconciliere nu trebuie să aibă profit sau pierdere din responsabilitatea operațională de a efectua reconcilierea. De aceea, costurile sale se recuperează prin venitul reglementat, apoi sunt redistribuite către partea responsabilă. 3. <i>Stabilitatea sistemului financiar de reconciliere</i> Împrumutul imediat acoperă deficitul → întregul sistem funcționează fără blocaje → costul final ajunge la actorul responsabil. 4. <i>Respectarea reglementărilor tipice din piețele energetice și financiare</i> Acesta este un mecanism folosit des în: - piețele de energie (de ex. echilibrare, clearing, mecanisme de compensare); - piețele financiare unde contrapartea centrală acoperă temporar un default și ulterior recuperează sumele de la participant.
55 ¹¹	Chișinău-gaz Nr. 1355 din 14.08.2025	55 ¹¹ . Pentru cazul stabilit la pct. 55 ⁸ din prezenta Metodologie, entitatea pentru reconciliere va transfera plățile compensatorii de egalizare către OSD care se atribuie la pct. 55 ⁶ , în mărimea deficitului înregistrat către OSD care au distribuit cele mai multe volume în luna pentru care s-a înregistrat deficitul, în ordine descrescătoare.”	Alin. 4) pct. 55¹¹ de expus In următoare redacție: <i>”În cazul în care până la data de 20 a lunii se constată neachitarea plăților compensatorii de egalizare de către OSD, entitatea pentru reconciliere va transfera plățile compensatorii de egalizare virate în contul bancar separate utilizat pentru gestionarea plăților compensatorii de egalizare către OSD care au distribuit cele mai multe volume în luna pentru care s-a înregistrat deficitul plăților compensatorii de egalizare, în ordine descrescătoare, proporțional volumelor de gaze naturale distribuite. După recuperarea deficitului plăților compensatorii de egalizare înregistrat de către OSD debitor entitatea pentru reconciliere va transfera plățile compensatorii corespunzătoare în modul stipulat în pct. 55⁶.</i> <i>Este de menționat, că apar subtilități în situațiile reflectării plăților compensatorii de egalizare In evidenta contabilă.</i>	Nu se acceptă Propunerea vine în strânsă corelare cu propunerile de mai sus și reprezintă o completare în cazul acceptării propunerilor înaintate de SRL ”Chisinau-gaz” cu referire la împrumutul pentru acoperirea deficitului. Corespunzător, a se vedea argumentele de mai sus. Ce ține de reflectarea plăților compensatorii de egalizare în evidența contabilă, SRL „Chișinău-gaz” a elaborat o Metodologie în acest sens, care a fost consultată cu Ministerul Finanțelor. Totodată în cadrul ședinței organizate cu Ministerul Finanțelor s-a agreat necesitatea modificării Codului Fiscal, care vor intra în vigoare de la 1 ianuarie 2026.

			<i>La momentul facturării serviciilor de distribuție conform tarifului uniform în evidența contabilă se vor acumula venituri la contul 611, precum se achită TVA din vânzări conform tarifului uniform. Dacă nu vor fi recunoscute în scopuri fiscale ajustările ce țin de plățile compensatorii, apare obligațiunea de achitare a impozitului pe venit. Astfel, va apărea întrebarea privind modul corect de ajustare a veniturilor în evidența contabilă, sub aspectul reflectării juste a situației economico-financiare reale și evitării dublei impozitări sau înregistrărilor eronate a obligațiilor fiscale. Mai exact, se impune o clarificare privind:</i> <i>1. dacă ajustările vor fi reflectate prin înregistrări contabile separate (de tipul corectării venitului și evidențierii unei cheltuieli/operațiuni de compensare);</i> <i>2. ce conturi contabile vor fi utilizate pentru reflectarea acestor diferențe;</i> <i>3. și dacă este necesară elaborarea unui tratament contabil distinct sau a unei politici contabile interne care să reglementeze aceste situații specifice.</i> <i>În această ordine de idei, ulterior vor fi prezentate propuneri pentru adresarea către Ministerul Finanțelor privind asigurarea reflectării corecte a tranzacțiilor contabile aferente compensării de egalizare și corectitudinii de impozitare a acestora.</i> <i>II) Suplimentar, atragem atenția asupra necesității modificării Anexei la Metodologie, întrucât aceasta se bazează pe volumele de gaze injectate, trendul de reducere, coeficientul de stimulare și nu ia în calcul specificul și parametrii tehnici ai rețelelor de distribuție a gazelor naturale (durata de exploatare, lungimea, cantitatea echipamentelor de măsurare și a posturilor de reglare ș.a.).</i>	
--	--	--	--	--

Pct. 45	SRL „Chișinău-gaz” Propunere în ședința de consultare	AFR_n - alocația pentru fondul de rulment, care este destinată plăților dobânzilor pentru creditele bancare primite pe termen scurt în scopul acoperirii obligațiilor financiare pe termen scurt ale OSD rezultate din diferența de timp dintre regimul de facturare-achitare a serviciului de distribuție a gazelor naturale și regimul de plăți pentru necesitățile OSD (procurări de materiale, achitări servicii, etc.) în conformitate cu contractele semnate cu furnizorii și cheltuielile facturate.	Înainte de textul „Alocația pentru fondul de rulment (AFR_n) se determină conform formulei: ...” Se propune următoarea redacție a indicelui AFR_n : „ AFR_n - alocația pentru fondul de rulment, care este destinată plăților dobânzilor pentru creditele bancare sau alte împrumuturi de mijloace bănești primite și valorificate eficient pe termen scurt în scopul acoperirii obligațiilor financiare pe termen scurt ale OSD rezultate din diferența de timp dintre regimul de facturare-achitare a serviciului de distribuție a gazelor naturale și regimul de plăți pentru necesitățile OSD (procurări de materiale, achitări servicii, etc.) în conformitate cu contractele semnate cu furnizorii și cheltuielile facturate. Rata dobânzii aferentă altor împrumuturi de mijloace bănești nu va depăși rata medie ponderată a dobânzilor la creditele acordate persoanelor juridice în anul „n”, în monedă națională, publicată de Banca Națională a Moldovei la compartimentul: Ratele medii ponderate ale dobânzilor la creditele noi acordate, Rata medie ponderată la creditele acordate în monedă națională /persoane juridice /până la 12 luni.”	Se acceptă
Pct. 58	Camera de Comerț Americană din Moldova Nr. 90 din 15.08.2025 SRL „Rotalin Gaz Trading” nr. 207 din 05.04.2024	Titularii de licență prezintă Agenției spre examinare și aprobare calculele costurilor de bază cu respectarea Regulamentului privind procedurile de prezentare și de examinare a cererilor titularilor de licențe privind prețurile și tarifele reglementate. Proiectul calculelor costurilor de bază este realizat de către OSD în conformitate cu prevederile prezentei Metodologii, cu reflectarea desfășurată a cheltuielilor efective incluse în costuri pentru anii precedenți (4 ani) și cu anexarea documentelor justificative care confirmă nivelul solicitat al acestora.	Titularii de licență prezintă Agenției spre examinare și aprobare calculele costurilor de bază cu respectarea Regulamentului privind procedurile de prezentare și de examinare a cererilor titularilor de licențe privind prețurile și tarifele reglementate. Proiectul calculelor costurilor de bază este realizat de către OSD în conformitate cu prevederile prezentei Metodologii, cu reflectarea desfășurată a cheltuielilor efective incluse în costuri pentru anii precedenți (4 ani) și anexând documente justificative care să confirme nivelul solicitat al costurilor planificate pentru primul an al noii	Nu se acceptă. Nu este clară recomandarea părții interesate de a substitui sintagma „cu anexarea documentelor justificative care confirmă nivelul solicitat al acestora” cu sintagma „anexând documente justificative care să confirme nivelul solicitat al costurilor planificate pentru primul an al noii perioade de reglementare pentru care se stabilesc costurile de bază.” Potrivit definiției costurilor de bază stipulată la pct. 9 din varianta actuală a Metodologiei tarifare, costurile de bază sunt determinate

			perioade de reglementare pentru care se stabilesc costurile de bază.	de către OSD în conformitate cu prevederile Metodologiei și examinate și aprobate de Agenție pentru anul de bază, pentru o perioadă de valabilitate de 5 ani calendaristici.
Pct. 59	Camera de Comerț Americană din Moldova Nr. 90 din 15.08.2025 SRL „Rotalin Gaz Trading” nr. 207 din 05.04.2024	În cazul existenței unor factori obiectivi, care generează necesitatea majorării/micșorării venitului reglementat cu mai mult de 5%, de către OSD sau de către Agenție va fi inițiată procedura de ajustare a tarifelor în vigoare în conformitate cu prevederile Regulamentului privind procedurile de prezentare și de examinare a cererilor titularilor de licențe privind prețurile și tarifele reglementate.	<i>În cazul existenței unor factori obiectivi, care generează necesitatea majorării/micșorării venitului reglementat cu mai mult de 5%, de către OSD sau de către Agenție va fi inițiată procedura de ajustare a tarifelor în vigoare în conformitate cu prevederile Regulamentului privind procedurile de prezentare și de examinare a cererilor titularilor de licențe privind prețurile și tarifele reglementate.</i> <i>În cazul în care, din cauza unor circumstanțe independente de voința OSD, costurile reglementate definite la pct. 10 din Metodologie, în valoarea acceptată în scopuri tarifare, cresc cu mai mult de 5 %, operatorul are dreptul de a solicita revizuirea tarifului, iar autoritatea de reglementare este obligată să analizeze o astfel de cerere și să ia o decizie motivată în termen de 30 de zile.</i> Necesitatea modificării acestui paragraf al Metodologiei este impusă de lipsa posibilității de revizuire a tarifului în cazul creșterii/diminuării nu numai a venitului reglementat, ci și a costurilor reglementate, ceea ce ar fi mai în concordanță cu principiul echității în luarea în considerare a intereselor nu numai ale consumatorului, ci și ale furnizorului de servicii de distribuție a gazelor naturale.	Nu se acceptă. În esență, partea interesată a venit cu reacomandarea de a suplimenta pct. 59 cu sintagma care prevede același mecanism de ajustare a tarifelor în cazul unor modificări semnificative a venitului reglementat, de peste 5%, generate de factori obiectivi sau de circumstanțe independente de voința OSD. Deși formularea propusă pentru a suplimenta acest punct diferă ușor, de facto, ambele prevederi stabilesc posibilitatea inițierii procedurii de ajustare tarifară și obligația ANRE de a analiza cererea OSD-ului. Astfel, includerea sintagmei respective nu este necesară, întrucât reglementează același drept și obligație care se suprapun din punct de vedere al conținutului normativ.
Pct. 61	Camera de Comerț Americană din Moldova	În cazul în care valoarea sumară a cheltuielilor materiale și celor aferente serviciilor prestate de terți suportate real de OSD în anul „n” ($CM_{nr} + CST_{nr}$) va fi mai mică decât valoarea	<i>În cazul în care suma cheltuielilor de bază efectiv suportate - salarii, cheltuieli materiale, cheltuieli pentru serviciile furnizate de organizații terțe, cheltuieli administrative, care</i>	Nu se acceptă. Componenta de corectare a costurilor de bază nu se acceptă în scopuri tarifare.

	Nr. 90 din 15.08.2025 SRL „Rotalin Gaz Trading” nr. 207 din 05.04.2024	sumară a acestor cheltuieli calculate conform formulelor (8) și (14) din metodologie ($CM_n + CST_n$), în scopul implementării mecanismelor de stimulare a eficienței, Agenția va include în venitul reglementat următoarele valori: - ($CM_n + CST_n$) - pentru cazul în care: $(CM_{nr} + CST_{nr}) \geq 0,9 \cdot (CM_n + CST_n)$; - $(CM_n + CST_n) \cdot 0,5 \cdot [(CM_n + CST_n) \cdot 0,9 - (CM_{nr} + CST_{nr})]$ - pentru cazul în care: $0,8 \cdot (CM_n + CST_n) \leq (CM_{nr} + CST_{nr}) < 0,9 \cdot (CM_n + CST_n)$; - $(CM_{nr} + CST_{nr}) + (CM_n + CST_n) \cdot 0,15$ – pentru cazul în care $(CM_{nr} + CST_{nr}) < 0,8 \cdot (CM_n + CST_n)$. Acceași abordare va fi aplicată și pentru cheltuielile aferente retribuirii muncii.	sunt determinate de OSD conform prevederilor Metodologiei, revizuite și aprobate de către Agenție pentru anul de bază, cu o durată de valabilitate de 5 ani calendaristici, depășește 5% din cheltuielile de bază actualizate în perioada lor de valabilitate, atunci la cererea OSD, Agenția va efectua o recalculare a cheltuielilor de bază în scopul identificării componentei corective a cheltuielilor într-un termen care nu va depăși 30 de zile. În același timp cu satisfacerea solicitării menționate mai sus a OSD, Agenția va revizui și tariful recent aprobat pentru serviciul de distribuție. Expirarea termenului de 30 de zile poate fi suspendată până la furnizarea de către solicitant a documentației justificative solicitate de către Agenție. Luând în considerare prevederile articolului 7 din Legea 108/2016, în conformitate cu care Agenția trebuie să se asigure că tarifele reglementate sunt justificate, rezonabile, transparente și nediscriminatorii, bazate pe costuri, pentru a reflecta cheltuielile necesare și justificate, să permită investiții pentru asigurarea funcționării continue a rețelelor de gaze naturale și să ofere stimulente pentru creșterea eficienței și asigurarea securității furnizării de gaze naturale, considerăm că versiunea actuală a metodologiei nu permite în totalitate corectarea operativă a abaterilor negative ale cheltuielilor operaționale reglementate, ceea ce pune în pericol planurile și interesele operatorului în ceea ce privește modernizarea rețelelor, asigurarea funcționării acestora în mod fiabil, sigur și eficient, precum și neasigurarea atingerii obiectivului de stabilire a echilibrului între stimulentele pentru eficiență și necesitatea de a asigura stabilitatea și calitatea serviciilor în sectorul distribuției, deoarece	Argumentele neacceptării formulării respective au fost indicate mai sus. În fapt, pct. 61 este un mecanism prevăzut de ANRE pentru stimularea operatorilor de sistem în vederea eficientizării costurilor și cheltuielilor. Prin stabilirea costurilor de bază justificate și necesare, Agenția asigură tarife justificate, rezonabile, transparente și nediscriminatorii care asigură recuperarea de către OSD a tuturor costurilor necesare pentru o asigura prestarea calitativă și fiabilă a serviciului de distribuție a gazelor naturale utilizatorilor de sistem, cu utilizarea eficientă a rețelelor de distribuție a gazelor naturale. Mai mult decât atât, anual costurile de bază stabilite se actualizează ținând cont de Indicele Prețului de Consum, de majorarea numărului locurilor de consum și de majorarea lungimii rețelelor, astfel încât să fie acoperite toate riscurile operatorului sistemului de distribuție.
--	--	--	---	---

			măsurile prea stricte de reducere a cheltuielilor pot avea un impact negativ asupra calității serviciului și a investițiilor în modernizare. Este evident că pe parcursul perioadei de valabilitate a costurilor de bază, operatorul poate justifica creșterea numărului efectiv de personal și a metodei de determinare a cheltuielilor cu salariile, ceea ce, împreună cu evoluția pieței muncii, fenomenul migrației forței de muncă și deficitul de forță de muncă calificată, creșterea nivelului salarial în economie în general și în industrie în special, precum și din cauza diferitelor circumstanțe obiective, cum ar fi riscurile legislative, creșterea lungimii rețelelor ca urmare a tranzacțiilor, fuziunilor etc., conduc inevitabil la creșterea cheltuielilor salariale care necesită o ajustare curentă a costurilor de bază.	
Secțiunea 8	Ministerul Energiei Nr. 07-2154 din 12.08.2025		Conform art. 99 ³ alin. (12) din Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale, Agenția revizuieste tariful uniform de distribuție a gazelor naturale în modul și în cazurile prevăzute în Metodologie. Astfel, la Secțiunea 8 privind Aprobarea, actualizarea și aplicarea tarifelor din Metodologia de calculare, de aprobare și de aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale, se propune a desfășura modul și cazurile în care ANRE va revizui/actualiza tariful uniform de distribuție a gazelor naturale , având în vedere că în redacția actuală a secțiunii 8, inclusiv pct. 59, este descris doar cazurile în care OSD sau ANRE poate iniția procedura de ajustare a tarifelor în vigoare de distribuție a gazelor naturale, ce sunt calculate separat pentru fiecare operator al sistemului de distribuție.	Nu se acceptă. Pct. 59 prevede cazurile de ajustare a tarifelor în vigoare . Tarifele în vigoare pot fi atât tarife uniforme, cât și tarife separate aprobate pentru fiecare OSD.
	„Navitas	În contextul inițierii procedurii de consultare publică și de avizare a proiectului Hotărârii	Se acceptă parțial	

	Energy” SRL Nr. 01561 din 13.08.2025	ANRE cu privire la modificarea Metodologiei de calculare, de aprobare și de aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale, aprobată prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 443/2020 prin care se urmărește obiectivul final în introducerea conceptului (noțiunii) de tarif uniform de distribuție a gazelor naturale, care se stabilește și se aplică în comun pentru toți operatorii sistemelor de distribuție în raport cu rețelele de distribuție a gazelor naturale pe care le operează - este important prin realizarea modificărilor în Metodologiei să fie rezolvată și problema descrisă de Navitas Energy SRL în scr.1159 din 05.02.2025 prin care ANRE a expus poziția sa prin scrisoarea 04-04/850 din 17.02.2025 și în concret faptul că, tariful de distribuție achitat de un furnizor să fie unic având în vedere nivelul de presiune la care este racordat consumatorului final similar cum are loc în piața energiei electrice	1) La pct. 8, definiția tarif uniform de distribuție a gazelor naturale va avea următoarea redacție: „tarif uniform de distribuție a gazelor naturale – tarif unic pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale, determinat și aprobat de Agenție, care se stabilește și se aplică în comun pentru toți OSD în raport cu rețelele de distribuție a gazelor naturale pe care le operează. Tariful uniform de distribuție a gazelor naturale se stabilește în mod diferențiat în funcție de nivelul de presiune din rețelele de distribuție a gazelor naturale. Se disting următoarele tipuri de tarife uniforme de distribuție a gazelor naturale: - tarif uniform de distribuție a gazelor naturale la instalațiile de gaze ale consumatorilor finali; - tarif uniform de distribuție a gazelor naturale la punctele de măsurare comercială cu alți OSD;”. 2) Secțiunea 7 Tariful uniform de distribuție a gazelor naturale, redacția pct. 55¹ - 55¹³ a fost ajustată. A se vedea în proiectul de Hotărâre. Modificările constau în stabilirea a două tipuri de tarife uniforme de distribuție. Pentru distribuirea gazelor naturale la punctele de măsurare comercială cu alți OSD, se vor aplica tarife reduse în mărime de 5% din tariful uniform pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale la instalațiile de gaze ale consumatorilor finali, la nivelul de presiune corespunzător.
--	--	--	---

			Evitarea acestora nu este posibilă, întrucât art. 2 din Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale definește distribuția gazelor naturale - transmiterea gazelor naturale prin rețelele de distribuție a gazelor naturale în vederea livrării lor către consumatori sau la punctele de măsurare comercială cu alți operatori ai sistemelor de distribuție, fără a include furnizarea. În corespundere cu definiția stabilită, volumele de gaze naturale transmise la punctele de măsurare comercială cu alți operatori ai sistemelor de distribuție se consideră volume distribuite și urmează a fi facturate.
	Bălți-gaz SRL Nr. 01-03/647 din 13.08.2025	Prin prezenta, SRL „Bălți-gaz”, ca răspuns la scrisoarea nr.04-04/4219 din 30.07.2025, despre proiectul Hotărârii ANRE, expus la consultare publică, privind modificarea Metodologiei de calculare, de aprobare și de aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale, aprobată prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 443/2020 (în continuare Metodologie 443/2020), intervine cu următoarele obiecții și propuneri, și anume, completarea și modificarea calculului de determinare a pierderilor de gaze naturale stabilit în Anexa la Metodologia 443/2020 “Modul de determinare al consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție”. Necesită de menționat, că SRL „Bălți-Gaz”, întru micșorarea reală a pierderilor de gaze naturale, a implementat un șir de măsuri tehnico-organizatorice avânt ca prioritate diminuarea acestora. Astfel, doar pe parcursul a ultimilor 4 ani (2020-2024), SRL „Bălți-Gaz”, a micșorat consumul tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție de la 2 753 556 m³ în anul 2020, la 1 205 278 m³, în anul 2024, ceea ce constituie circa 1 548 278 m³ sau cu 56%. Rezultatul obținut se datorează implementării și executării umărarelor măsuri de către angajații întreprinderii, și anume: 1. Verificarea lunară vizuală a echipamentelor de măsurare, în timpul citirii datelor privind consumul de gaze naturale, pentru facturare. 2. Schimbarea echipamentelor de măsurare a consumului de gaze naturale moral și fizic învechite la consumatorii casnici (precum și echipamentele de măsurare ce pot fi stopate la aplicarea magneților), în medie 1000-2000 un./an. 3. Efectuarea verificărilor metrologice periodice a EMG la consumatorii finali.	Nu se acceptă. Inițierea modificării Metodologiei tarifare de principiu are ca scop alinierea prevederilor acesteia cu modificările Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale, aprobate prin Legea nr. 152/2025 pentru modificarea unor acte normative (securitatea aprovizionării cu gaze naturale și alte aspecte ce țin de sectorul gazelor naturale). Corespunzător, potrivit art. VI alin. (4) lit. b) în termen de 6 luni de la data intrării în vigoare a prezentei legi, ANRE va elabora și va aproba modificările la Metodologia de calculare, aprobare și aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale, pentru a asigura aplicarea mecanismului aferent tarifului uniform de distribuție a gazelor naturale. Cu referire la Anexa la Metodologia tarifară aferentă Modulului de determinare al consumului tehnologic și al pierderilor de

	4. Înlocuirea nodurilor de evidență sau dotarea consumatorilor noncasnici de categoria C și D cu acestea, conform cerințelor Regulamentului privind măsurarea gazelor naturale în scopuri comerciale - mai mult de 10 un. 5. Organizarea de grupe mobile la întreprindere în scopul efectuării raidurilor inopinate de control, în cadrul cărora consumatorii au fost atenționați despre consecințele administrative și penale survenite în cazul consumului fraudulos de gaze naturale. 6. Verificarea periodică a locurilor de consum deconectate de la rețeaua de gaze naturale. 7. Depistarea consumului de gaze naturale prin ocolirea echipamentului de măsurare, denaturarea indicațiilor acestuia, sau prin alte modalități de consum de gaze naturale neînregistrat de echipamentele de măsurare și ca exemplu în anul 2014 - 66 un., 2015 - 79 un. În anii 2017-2022 se observă o micșorare considerabilă a astfel de cazuri - de până la 1-2 cazuri/an. În anii 2023-2024 au fost înregistrate 7 cazuri/an. În primul semestrul al anului 2025 - 9 cazuri cu un volum de 20 854 m³, calculat după metoda paușală. La fel, a fost depistată o conectare neautorizată la rețeaua de gaze naturale a aparatelor de utilizare a unui consumator noncasnic, consumul de gaze calculat constituie 17 800 m³. 8. Verificarea vizuală a locului racordării și echipamentelor de măsurare în timpul deservirii tehnice a instalației de gaze naturale. 9. Informarea consumatorilor, că pot fi remunerați, în cazurile când dețin informația despre un consum fraudulos de gaze naturale și înștiințează operatorul sistemului de distribuție despre acest fapt, astfel, fiind încurajată divulgarea despre posibilele intervenții neautorizate asupra rețelelor de gaze naturale. Fapt care este în egală măsură și în beneficiul SRL „Bălți-gaz”, și în interesul consumatorilor finali, care pot fi afectați direct sau indirect de asemenea situații. 10. Informarea consumatorilor cu privire la neacceptare “ofertele” parvenite din partea unor persoane și să nu permită accesul acestora la instalațiile de gaze naturale, în vederea efectuării unor modificări de orice natură, menite a împiedica înregistrarea consumului real de gaze naturale. 11. Procurarea echipamentelor de măsurare a gazelor naturale tehnologice și montarea acestora în localități pentru localizarea pierderilor de gaze naturale. 12. Procurarea utilajelor pentru depistarea scurgerilor de gaze naturale în rețelele de gaze naturale amplasate subteran și suprateran. 13. Verificarea anuală conform planului de măsuri tehnico-organizatorice, la necesitate și a rețelelor de gaze naturale care prezintă suspiecții. La fel, reparația porțiunilor deteriorate după verificarea izolației gazoductului subteran. 14. Verificarea la etanșeitate a rețelelor de gaze naturale subterane și supraterane cu ajutorul dispozitivelor de control. 15. Instalarea la consumatorii casnici a robinetelor cu bilă, întru prevenirea conectărilor neautorizate și scurgerilor de gaze naturale. 16. Modernizarea, reconstrucția SRG, PRG, etc. Însă, măsurile menționate mai sus nu sunt suficiente, dat fiind faptul, că o parte din pierderi de gaze naturale, care au loc în rețelele de gaze naturale SRL „Bălți-Gaz”, nu se regăsesc în consumul	gaze naturale în rețelele de distribuție menționăm că potrivit pct. 2 din Anexă, Mecanismul respectiv se aplică până în anul 2026 inclusiv. Respectiv, ulterior perioadei de referință, ANRE va veni cu propunerile de modificare de rigoare la acest aspect. Totodată, Agenția relevă necesitatea modificării plafonului prețului de procurare a gazelor naturale necesare pentru acoperirea consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție prevăzut la pct. 15 din Metodologie. Astfel, definiția simbolului PFF_n va avea următoarea redacție: „<i>PFF_n - prețul mediu ponderat anual de procurare a gazelor naturale, care nu depășește prețul reglementat mediu ponderat anual pentru furnizarea de ultimă opțiune a gazelor naturale. În prețul mediu ponderat anual de procurare a gazelor naturale se include costul de transport al gazelor naturale lei/1000 m³ suportat de OSD la procurarea gazelor naturale.</i> <i>Prețul reglementat mediu ponderat anual pentru furnizarea de ultimă opțiune a gazelor naturale se determină conform relației:</i> $P_{GN} = \frac{\sum_{j=1}^{12} CTP_j \times P_j}{\sum_{j=1}^{12} CTP_j} \quad (4^1)$ unde, P_{GN} - prețul reglementat mediu ponderat anual pentru furnizarea de ultimă opțiune a gazelor naturale, lei/1000 m³. CTP_j – volumul lunar efectiv al consumului tehnologic și al pierderilor de gaze naturale înregistrat de întreprindere, aferent lunii j, mii m³ ; P_j – prețul reglementat aprobat de Agenție
--	--	--

tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție inclus în calculul tarifelor de distribuție a gazelor naturale. Astfel, pe parcursul anilor au fost înregistrate diferențe semnificative între pierderile de gaze naturale reale în rețelele de distribuție a gazelor naturale și cele aprobate de către ANRE, după cum se observă în tabelul de mai jos:

Consumuri tehnologice și pierderi tehnice de gaze naturale, înregistrate de facto, în rețelele de distribuție ale SRL “Bălți-gaz” în raport cu cele stabilite de ANRE

Consumuri tehnologice și pierderi tehnice de gaze naturale, înregistrate de facto,
în rețelele de distribuție ale SRL “Bălți-gaz” în raport cu cele stabilite de ANRE.

SRL „Bălți- gaz”	Unitatea de măsură în mii. m³ %	în anul 2021			în anul 2022			în anul 2023			în anul 2024			în anul 2025		
		plan	fact	devieri	plan	fact	devieri	plan	fact	devieri	plan	fact	devieri	plan	estimare	devieri
		1850.605	2660.247	809.642	1464.018	2101.784	637.766	1293.676	1503.452	209.776	1220.140	1205.28	-14.862	1152.168	1401.95	249.777
			2.76			3.83			3.69			2.8				

La fel, în opinia noastră, Metodologia nr.443/2020 este actuală pentru situații ideale (rețelele de gaze naturale noi, echipamentelor de măsurare care funcționează în condiții standarde, etc.) și are ca bază datele acumulate din ultimii ani.

Totodată, la aprobarea Metodologiei 443/2020 s-a omis un factor primordial precum că SRL „Bălți-Gaz” are devieri între pierderile de gaze naturale reale înregistrate și consumul de gaze naturale aprobat de către ANRE, la fel și faptul că volumele injectate în rețelele de gaze naturale de asemenea au scăzut considerabil, însă rețeaua de gaze naturale nu doar că a rămas accesabilă dar și sa extins. Reieșind din faptul că scopul adoptării este ca OSD, în perioada anilor 2022-2026, treptat să micșoreze pierderile de gaze naturale, cu un coeficient constant, în acest sens de menționat că SRL „Bălți-Gaz” a întreprins măsurile necesare pentru a se conforma planurilor anuale de micșorare a pierderile de gaze naturale, după cum se observă în tabelul de mai jos:

	a.2022	a.2023	a.2024
Diminuarea pierderi reale, m³	558 463	598 332	298 172
Diminuarea stabilita de Metodologie, m³	386 587	170 342	73 536
Diferența, m³	171 876	427 990	224 636

Din datele prezentate mai sus se poate observa, că SRL „Bălți-Gaz” a micșorat de doua ori mai mult volumul de pierderi de gaze naturale în raport cu cel stabilit prin Metodologia 443/2020.

La fel, menționăm că pierderile de gaze din rețelele de distribuție și instalațiile de utilizare a gazelor naturale sunt formate din pierderi tehnice și comerciale. Pierderile tehnice reprezintă volumul emisiilor de gaze din elementele sistemului de distribuție și instalațiilor de utilizare, cauzate de neetanșitățile lor și condițiile de distribuție a gazelor naturale. Volumul pierderilor tehnice este obținut prin calcul cu utilizarea legilor fundamentale ale fizicii clasice și a teoriei fenomenologice, fiindcă partea lor considerabilă nu poate fi măsurată.

pentru furnizarea gazelor naturale în contextul îndeplinirii obligației de serviciu public de a asigura furnizarea de ultimă opțiune aferent lunii j, lei/1000 m³;
 $j = [1;12]$ - luna aferentă anului calendaristic.”.

Pct. 15 se completează cu **pct. 15¹**, și **15²** cu următorul conținut:

„15¹. Prețul reglementat mediu ponderat anual pentru furnizarea de ultimă opțiune a gazelor naturale se instituie în calitate de plafon la determinarea prețului mediu ponderat anual de procurare a gazelor naturale - începând cu 1 octombrie 2026. Până la 30 septembrie 2026 plafonul se stabilește la nivelul prețului reglementat pentru furnizarea gazelor naturale anumitor categorii de consumatori finali.

15². OSD va procura gazele naturale pentru acoperirea consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție a gazelor naturale în conformitate cu Regulile Pieței gazelor naturale în vigoare.”.

Pierderile comerciale sunt formate din: imprecizia contoarelor (nici un echipament de măsurare nu are pragul “0” la pornire, precum și măsurările în intervalul dintre debitul de pornire și debitul minim Q_{min} sunt incomplete), defecțiuni ale contoarelor (înregistrarea incompletă a volumului de gaze consumat din motivul uzurii contorului în intervalul dintre verificările metrologice periodice: pe măsura îndepărtării de la verificare, contorul lucrează în defavoarea operatorului sistemului de distribuție), erorile constructive ale echipamentelor de măsurare, consumul de gaze naturale prin ocolirea echipamentului de măsurare, prin denaturarea indicațiilor acestuia sau prin alte modalități de consum neînregistrat de echipamentul de măsurare, eficiență scăzută a măsurărilor, imposibilitatea asigurării controlului perfect asupra procesului de utilizare, etc. Aceste pierderi prezintă partea slab formalizată a volumului total de pierderi, deoarece este practic determinată de factori greu de determinat. În vederea celor menționate mai sus, SRL „Bălți-Gaz”, propune de a include în Metodologia 443/ 2020 următoarele aspecte:

1.În conformitate cu scrisoarea nr. 01-03/613 din 09.06.2023 remisă de către SRL „Bălți-Gaz” către ANRE, a fost diminuat $V_{inj,RD}$ (2021) și stabilit $X_{2021}=4,0474$. În acest context conform Metodologiei pentru $X_{2021}=4,0474$, $K=1,4$.

Așadar SRL „Bălți-Gaz” nu consideră echitabil ca pentru 0,0474 sutimi să fie aplicat $K=1,4$, iar pentru $X_{2021} = 3,99$, $K=1,2$. În acest context, vă prezentăm un exemplu, pentru OSD care are $X_{2021}=3,75\%$ și $K=1,2$ în anul 2026 va avea nivelul de pierderi 2 ,33%, iar SRL „Bălți-Gaz” în 2026 va avea nivelul de pierderi 2,23%, deci mai mic decât la OSD care avea nivelul de pierderi în anul 2021 mai mic ($X_{2021}=3,75\%$).

Așadar, intervenim cu propunerea ca coeficientul K să fie egal cu: sau $k=0,2$; $X_{2021} 1\sim 2 \% \Rightarrow k=0.3$; $2\% < X_{2021} 1\sim 3 \% \Rightarrow k=0.4$; $3\% < X_{2021} 1\sim 4 \% \Rightarrow k=0.5$ $X_{2021} > 4\% \Rightarrow X_{2021} 1\sim 2 \% \Rightarrow k=0,2$; $2\% < X_{2021} 1\sim 2,5 \% \Rightarrow k=0.25$, $2,5\% < X_{2021} 1\sim 3 \% \Rightarrow k=0.3$ $3\% < X_{2021} 1\sim 3 \% \Rightarrow k=0.35$, $3,5\% < X_{2021} 1\sim 4 \% \Rightarrow k=0.4$ $X_{2021} > 4\% \Rightarrow k=0.5$ respectiv pentru SRL „Bălți-Gaz” K să fie egal cu 0,5.

Calculule pierderilor pe SRL „Bălți-gaz”

	$V_{inj,RD}$	$x_{2021}=4,047$	$\alpha = 0,08, k = 0,5$	CTPn		
	Volum injectat, în anii 2023-2026, m3	Pierderi X_{2021} , %	$X_{2021} * (1 - \alpha * k)^{(n-2021)/10}$	CTPn	Pierderi efective, m3	Pierderi normative, m3
	1	2= $5/1*100$	3	4= $1*3$	5	6
2023	40 776 435	4.0473834	0.037301	1 520 989	1 503 452	1 293 676
2024	43 089 822	4.0473834	0.035809	1 542 989	1205280	1220140
2025	43 089 822	4.0473834	0.034376	1 481 269	1404255	1152168
2026	41 000 000	4.0473834	0.033001	1 353 052		

2. În conformitate cu actele normative în vigoare (Ordin nr. 178 din 02.10.2017, etc.) și anume cele ce reflectă modalitatea, condițiile de verificare metrologică, a echipamentelor de măsurare cu pereți deformabili(cu membrană), inclusiv temperatura, umiditate, presiune, etc., este stabilit și pragul de toleranță:

	- $Q_{\max}$ și $0,2Q_{\max}$ este de $\pm 3\%$; - $Q_{\min}$ este între $-6\% + 3\%$. Totodată legiuitorul (Ordin nr. 178) specifică în actul normativ și condițiile de verificare metrologică “pct. 12. În timpul efectuării verificării metrologice trebuie să se respecte următoarele condiții: 1) temperatura mediului ambiant, $^{\circ}\text{C } 15,0 \div 25,0$ 2) umiditatea relativă a aerului, $\% 30,0 \div 80,0$ 3) presiunea atmosferică, hPa $840 \div 1060$ 4) <i>temperatura mediului ambiant din laborator nu trebuie să se modifice în timpul verificării cu mai mult de $\pm 1^{\circ}\text{e}$;</i> 5) <i>temperatura medie din laborator nu trebuie să se modifice cu mai mult de 4°e în 12 ore și nici mai mult de 1°e pe oră; ... etc.”</i> Astfel, prin aceste mențiuni se recunoaște că vor fi divergențe la verificare în cazul în care nu se respectă aceste condițiile de folosință reală a echipamentelor de măsurare. Așadar, la verificarea metrologică periodică, verificatorul emite buletin de verificare metrologică chiar dacă se constată o eroare negativă, de exemplu minus $2,9\%$ din $Q_{\max}$ sau minus $5,9\%$ din $Q_{\min}$, etc. Și acest fapt se constată nu doar la echipamentele de măsurare de gaze naturale cu membrană, dar și la echipamentele de măsurare de gaze naturale cu rotor, turbină, ultrasunet, convertoare de volum, etc. Totodată vă informăm, că nici un echipament de măsurare nu este folosit în condiții standard precum și faptul, că nici la un echipament de măsurare nu este verificată funcționarea Termocompensatorului integrat în acest EMG, care poate avea o deviere și de minus 7% din consumul înregistrat. Devierile enumerate mai sus sunt evidente în perioada când temperaturile sunt mai mici de -1°C, când pierderile de gaze naturale cresc considerabil în volum. Ca urmare a celor menționate mai sus, apare întrebarea firească cum se poate să diminuezi pierderile mai mult decât $2-3\%$, dacă legislația RM permite punerea în exploatare a echipamentelor de măsurare cu eroarea negativă (care sunt majoritatea) chiar și de -3% și 6%. La fel, echipamentele de măsurare sunt verificate în condiții standard, dar exploatate în condiții diferite de cele standard. Ca dovadă, anexăm câteva date din verificările metrologice periodice a EMG din data de 11.08.2025, unde se observă eroarea medie de minus $2,07\%$ a echipamentelor de măsurare de gaze naturale demontate de la consumatorii casnici (anexa nr. 1). La fel, Vă informăm că clasa de precizie a echipamentelor de măsurare de gaze naturale cu membrană constituie $1,5\%$, dar la echipamentele de măsurare de gaze naturale cu rotor, turbină, etc., variază de la $0,5\%$ până la $1,5\%$. Așadar, fără a fi puse în funcțiune ele deja au devieri. Totodată menționăm, că contoarele de categoriile C, D sunt verificate în instituții private, care emit buletin de verificare. Astfel, consumatorii noncasnici prezintă operatorului de distribuție buletinul de verificare a EMG la instalarea acestuia, după cum am menționat mai sus, erorile relative a acestor echipamente de măsurare sunt incerte și OSD nu le poate solicita. În acest context, propunem ca să fie inclusă componenta “pierderi comerciale de gaze naturale în rețelele de distribuție a gazelor naturale” care să fie de cel puțin $0,6\%$ din volumul injectat, deoarece pierderile comerciale enumerate mai sus nu sunt reflectate pe deplin în Metodologia nr.	
--	--	--

		443/2020. 3. La fel, în ceea ce privește pierderile tehnice de gaze naturale, necesită de menționat, că în Metodologia nr. 443/2020 acestea nu au fost luate în calcul, la fel nu se ia în considerare și specificul fiecărui OSD, și anume: - lungimea rețelelor de gaze naturale la data de 31.12.2021 constituia 1967,804 km, iar la data de 31.12.2024 constituia 2032,286 km, deci cu 64,482 km în creștere. - creșterea numărului consumatorilor conectați la rețelele de gaze naturale de la 65 25 (la 31.12.2021) la 66 926 la data de 31.12 .2024. - la situația din 31.12.2024 numărul de SRG constituie 76 un.; PRG - 2704 un. Pe de altă parte, în Regulament nr. 112/2019 HANRE Anexa nr. 53 este prevăzut modul de calculare al consumurilor tehnologice și al pierderilor de gaze naturale în instalația de gaze naturale a consumatorului noncasnic, racordată la rețelele de distribuție a gazelor naturale (Anexa nr. 2). Concluzionăm, că calculul pierderilor tehnice de gaze naturale în mărime de 1 599 587,8 m³ reprezintă un volum de gaze naturale considerabil și necesită de a fi inclus în formula de calcul din Metodologia nr.443/2020, care va reflecta și o parte din pierderi de gaze naturale reale. Totodată, în cadrul SRL „Bălți-Gaz” se înregistrează pierderi de gaze naturale și la efectuarea zilnică a lucrărilor de exploatare a rețelelor de gaze naturale, ca de exemplu: - demontarea/montarea echipamentelor de măsurare pentru verificare metrologică periodică, etc .. Ca exemplu, doar în a.2024 s-au efectuat astfel de lucrări la cca 12500 consumatori finali, în urma cărora s-au efectuat lucrări de purjare; - lucrări de purjare a rețelelor de gaze naturale după reparații, etc. În contextul celor expuse, SRL „Bălți-Gaz”, repetat, Vă informează că s-a întreprins, și în continuare se implementează în cadrul întreprinderii măsuri tehnico-organizatorice de micșorare a pierderilor de gaze naturale, însă în pofida acestora, se atestă o diferență semnificativă între volumele aprobate de către ANRE și volumul de pierderi reale de gaze naturale înregistrate în rețelele de distribuție al OSD. Devierile formate explica prin faptul, că în Metodologia 443/2020 nu s-a luat în calcul mai mulți factori enumerați mai sus și anume, calcule ale consumurilor tehnologice și al pierderilor de gaze naturale în instalația de gaze naturale, precum și pierderile comerciale (eroarea echipamentelor de măsurare). În acest sens, volumul de pierderi de gaze naturale nu poate fi o mărime fixă - pierderile de gaze naturale, după cum am menționat, sunt dependente de mai mulți factori ca: temperatură, presiune, volumul de gaze distribuit, numărul de SRM, PRM, PMG, de SRG, PRG, instalații, aparate, etc. În contextul celor expuse mai sus, solicităm respectuos a revizui Anexa la Metodologia 443/2020 cu includerea tuturor parametrilor enumerați mai sus, ceea ce va face posibil încadrarea de către SRL „Bălți-Gaz” în volumele de pierderi de gaze reale și astfel, excluderea factorilor care influențează negativ asupra stării financiare a întreprinderii.	
	Cahul-gaz SRL Nr. 329 din 14.08.2025	OSD „CAHUL-GAZ” SRL pe parcursul anilor a implementate o serie de măsuri tehnico-organizatorice au fost efectuate investiții de modernizarea stațiilor de reglare măsurare, a armăturilor de închidere, procurarea echipamentelor de măsurare inteligente, echipamente pentru depistarea scurgerilor moderne, procurare și instalarea modulelor de citire a indicilor de la distanță unde nu este	Nu se acceptă. A se vedea răspunsul la propunerea SRL „Bălți-gaz”.

	acces la echipamentele de măsurare instalate la consumatorii finali , înlocuire utilajului moral învechit instalat pe rețelele de distribuție, ș.a. În scopul localizării și determinării pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție din localitățile deservite de către OSD au fost instalate noduri de evidență tehnologice dotarea corectoarelor electronice a volumelor de gaze naturale cu citire de la distanță, înlocuirea echipamentului de măsurare moral învechit pentru consum casnic, implementarea sistemelor informaționale cu privire la colectarea indicațiilor de la EMG prin softul MMR ce a disciplinat angajații sectoarelor de exploatare la colectarea indicilor și a exclus manipularea volumelor pentru facturare. Toate aceste măsuri au contribuit la reducerea pierderilor tehnice cu 50,3% timp de 10 ani, de la 2 675 433 m³/an în anul 2011 la 1 223 962 m³/an în anul 2021. Coefficientul mediu „a” conform calculelor pentru SRL „Cahul-Gaz” în parcursul acestor ani (2012-2021) constituie 0.055, fiind obținut un indicator maxim, astfel diminuarea pentru următorii ani devine mult mai dificilă. Pentru a menține tendința de diminuare a pierderilor OSD „CAHUL-GAZ” SRL, pe parcursul anilor 2021-2024 a implementat o serie de măsuri ca: - Înlocuirea EMG fără termocompensator/moral învechite - 6249 buc.; - Reamplasarea EMG a consumatorilor casnici la punctul de delimitare (pentru a exclude consumul ilicit de gaze naturale) - 129 buc.; - Procurarea EMG inteligente sau dotarea EMG cu sisteme de transmitere la distanță a indicilor - 40 buc.; - Dotarea nodurilor de evidență tehnologice cu sisteme de transmitere la distanță pentru a localiza zilnic pierderile gazelor naturale (la moment se efectuează lunar) - 15 buc.; - Instalarea în continuare a cutiilor de protecție - 6556 buc.; - Instalarea modulelor ele citire a indicilor pe EMG - 1481 buc.; - Înlocuirea robinetelor cu filet montate în aval de PRG (P_{medie}) pe robinete cu flanșă; - Înlocuirea posturilor de reglare gaze moral învechite - 246 buc - Verificarea la etanșeitate a rețelelor de distribuție $\approx$ 3224 km - Ș.a. Chiar și cu implementare acestor măsuri de reducere a pierderilor din rețelele de distribuție nu ne-au ajutat să ajungem la indicatorii determinați anpal în conformitate Metodologia în vigoare. Atragem atenția asupra diferenței semnificative dintre volumul de pierderilor tehnice de facto înregistrate în ultimii ani, ca exemplu în anul 2024 pierderile tehnice de facto constituiau 1 009 335 m³, conform metodologiei de calculare, de aprobare și de aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale în volum este de 663307 m³, se observă o diferență de 346 028 m³ cu 34,3% mai puțin. Acest fapt a fost înregistrat și în anul 2023, de facto - 1 033 105 m³, conform metodologiei 656,500 m³, cu 376 605 m³ mai puțin sau 36,5%. Acest lucru se datorează mai multor factori, o parte semnificativa din gazoductul deservit și instalațiile aferente lui, în proporție de 46% au vârsta cuprinsă între 25 de ani și 60 de ani, coeficientul mediu o. de 0,08 înregistrat pentru	
--	--	--

	toți operatorii de sistem (OSD) pe parcursul anilor 2012-2021 nu corespunde cu valorile înregistrate de către SRL „Cahul-Gaz” pentru această perioadă, „Cahul-Gaz” SRL a înregistrat o valoare de 0,055. Totodată conform Metodologie, valoarea coeficientului de stimulare pentru reducerea pierderilor de gaze naturale „K”, valoare acestuia este aplicată în dependență de procentul real al pierderilor din rețelele de distribuție în anul 2021. Accentuam faptul că volumul de gaze naturale preluat și distribuit în anul 2021, de OSD „CAHUL-GAZ” SRL a fost cel mai mare înregistrat de întreprindere în ultimii anii constituie de 31 499 354 m³. După anul 2021 volumele de gaze preluat de OSD au scăzut, dacă comparăm anul 2021 cu anul 2022 mai puțin cu 8 029 326 m³ sau 25,5%, cu anul 2023 mai puțin cu 11 790 075 m³ sau 37,4%, cu anul 2024, mai puțin cu 10 145 481 m³ sau 32,2%. În Metodologie nu sunt luate în calcul pierderile cauzate de erorile EMG instalate la punctele de măsurare comerciale cu alți operatori ai sistemului de distribuție și transport, EMG instalate la punctele comerciale cu consumatorii finali. Pentru un contor cu camere nou erorile admisibile de măsurare de măsurare sunt ele $\pm 3\%$ iar pentru un contor cu pistoane rotative este de $\pm 2\%$, erori de măsurare care nu sunt luate în calcul conform Metodologie, fapt ce duce la acumulare pe pierderi tehnice și financiare în cadrul întreprinderii. La determinarea consumurilor tehnologice și al pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție conform Metodologie nu sunt luate în calcul volumele pierderilor normative specifice cauzate de neetanșeitățile elementelor rețelelor de distribuție și anume: - Volumul pierderilor normative specifice de gaze naturale pentru utilajul stației și postului de reglare măsurare a gazelor naturale cauzate de neetanșeitățile rețelelor și a utilajului; - În prezent OSD „CAHUL-GAZ” SRL deservește un număr de ≈ 6800 posturi de reglare măsurare - Volumul pierderilor normative pentru executarea lucrărilor de reparație și întreținere al postului de reglare măsurare a gazelor naturale; - Volumul pierderilor normative utilizate în scopul purjării utilajului postului de reglare măsurare a gazelor naturale la ajustare; - Z Volumul pierderilor normative la acționarea supapelor de evacuare de siguranță al postului de reglare măsurare a gazelor naturale; - Volumul pierderilor normative specifice de gaze naturale rezultat al neetanșeității rețelelor exterioare de distribuție a gazelor naturale, pentru suprafața a rețelei. În prezent OSD „CAHUL-GAZ” SRL 1634,2 km de rețele de distribuție de diferite presiune de lucru. S.a. Totodată aceste pierderi specifice sunt recunoscute de ANRE, în Modul de calculare al consumurilor tehnologice și al pierderilor de gaze naturale în instalația ele gaze naturale a consumatorului noncasnic, în conformitate cu Anexa nr. 53 la Regulamentul privind racordarea la rețelele de gaze naturale și prestarea serviciilor de transport și de distribuție a gazelor naturale, aprobat prin Hotărârea ANRE nr. 112 12019. SRL „Cahul-gaz” a determinat consumul tehnologic și pierderile de gaze naturale în rețelele de distribuție, conform modului de calcul aprobat prin Hotărârea ANRE nr. 112 din 19.04.2019, punctul 60¹, utilizând parametrii tehnici ai sistemului de distribuție deservit de SRL „Cahul-gaz” la situația din 01.08.2025.	
--	--	--

		În urma acestui calcul, s-a constatat un volum de 1 277 342 m³ /an, ceea ce este cu 150,3 % mai mult față de consumul tehnologic și pierderile tehnice de gaze naturale aprobate pentru anul 2025. Acest rezultat reflectă starea reală a rețelelor de distribuție, precum și caracteristicile lor tehnice. Volumul pierderilor tehnice de gaze naturale cauzate de erorile constructive ale echipamentelor de măsurare determinat în conformitate cu Metodologia de calcul al consumurilor tehnologice și al pierderilor tehnice de gaze naturale în rețelele de distribuție, aprobate prin Hotărârea ANRE nr. 398 din 31.12.2010 (metodologie abrogată) pentru echipamentelor de măsurare instalate la consumatorii finali și echipamentelor de măsurare ale OSD cu volumele ele gaze naturale distribuite în anul 2024 constituie în sumă 28 021 m³. În acest context OSD „CAHUL-GAZ” SRL vine cu propunerea ca, Modul de determinare consumurilor tehnologice și al pierderilor de gaze naturale să nu fie influențat de volumele de gaze naturale injectate în rețelele de distribuție în anul (n), dar să fie legat de parametri tehnici a rețelelor de distribuție, lungimea lor, durata de exploatare, tipul lor și a volumele pierderilor normative specifice cauzate de neetanșeitarea elementelor instalate pe rețele de distribuție, care influențează în mod direct nivelul de pierderilor de gaze naturale înregistrate.	
	Cimișlia-gaz SRL Nr. 215 din 14.08.2025	Reieșind din conținutul scrisorii ANRE nr.04-04/4219 din 30.07.2025 referitor la înaintarea propunerilor și obiecțiilor la proiectul Hotărârii ANRE cu privire la modificarea Metodologiei de calculare, de aprobare și de aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale, aprobată prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr.443/2020, SRL „Cimișlia-gaz” propune următoarele modificări: Secțiunea 5. P.16 16. În cazul în care OSD pentru anul de gestiune va raporta Agenției un nivel mai scăzut al consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție decât cel determinat conform modului din Anexă, costurile consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale economisite vor fi utilizate ca mecanism de stimulare a eficienței activității OSD și vor fi direcționate de OSD pentru reducerea în continuare a consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție vor fi incluse la determinarea tarifului la nivelul pierderilor normative de gaze naturale în rețelele de distribuție. Parte componentă integrală a Hotărârii Consiliului de administrație al ANRE nr.443/2020 este Anexa nr.1 Modul de determinare al consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție pentru care SRL „Cimișlia-gaz” propune următoarele: În anul 2024, SRL „Cimișlia-gaz” a înregistrat pierderi de gaze naturale în volum de 469 956 m³, ceea ce reprezintă 3,4% din volumul total al gazelor injectate în rețelele de distribuție (13 766 488 m³). În perioada ianuarie–iulie 2025, pierderile de gaze naturale constituie 310 096 m³, sau 3,8% din volumul gazelor injectate în rețeaua de distribuție (8 202 026 m³), ceea ce denotă o tendință de înrăutățire a indicatorilor comparativ cu anul precedent. Totuși, potrivit calculelor bazate pe Metodologia ANRE nr.443/2020, prin Anexa nr.1 care utilizează date statistice din anii precedenți, în special volumul injectat în anul de referință 2021 și rata anuală de diminuare, pentru determinarea consumului tehnologic și pierderile normative (CTPn) se obțin volume normative mai mici comparativ cu pierderile efective înregistrate în rețelele de distribuție. Pentru anul 2024 volumul pierderilor de gaze normative constituie 392 569 m³, cu 77 387m³ mai puțin față de pierderile efective (469 956 m³). O situație similară se atestă și	Nu se acceptă. A se vedea răspunsul la propunerea SRL „Bălți-gaz”.

	pentru perioada ianuarie-iulie 2025, când metodologia indică pierderi normative de 211 438 m³, cu 98 658 m³ mai puțin comparativ cu volumul pierderilor efective de 310 096 m³. Această discrepanță confirmă faptul că metoda actuală de calcul subestimează pierderile reale de gaze, neacoperind particularitățile tehnice și condițiile reale de exploatare ale rețelelor de gaze. Analiza internă relevă faptul că această abordare nu reflectă în mod corespunzător realitatea tehnică a rețelelor de gaze întrucât se bazează preponderent pe volumul gazelor injectate, fără a lua în considerare parametrii tehnici esențiali precum lungimea, tipuri de rețele, vechimea și gradul de uzură, impactul temperaturii, umidității, solului asupra conductelor, presiunea de operare, eroarea echipamentelor de măsurare precum și pierderile generate de supapele de siguranță de evacuare. Ținem să menționăm că, pe parcursul anilor 2022-2024 au fost întreprinse un șir de măsuri complexe în vederea determinării și diminuării pierderilor de gaze. Aceste acțiuni au vizat atât îmbunătățirea infrastructurii, eficientizarea activităților de exploatare și întreținere, cât și menținerea pierderilor la nivelul actual, chiar dacă acestea nu corespund valorilor normative stabilite de ANRE. În absența acestor măsuri, pierderile ar fi putut înregistra valori mult mai ridicate, având în vedere factorii specifici rețelelor noastre (consum de gaze redus, ponderea ridicată a consumatorilor casnici și utilizarea insuficientă a capacității tehnice a rețelelor). Prin urmare, eforturile depuse demonstrează responsabilitatea operatorului în gestionarea eficientă a resurselor, precum și în asigurarea siguranței și continuității alimentării cu gaze naturale. În acest sens, au fost implementate următoarele măsuri: - Reamplasarea echipamentelor de măsurare gaze (în continuare EMG) la hotarul de delimitare, cu asigurarea accesului liber permanent în cazul consumatorilor casnici care creau probleme la citirea indicilor, întocmirea actelor de control sau montarea/demontarea EMG pentru verificarea metrologică periodică; - Procurarea și instalarea contoarelor de gaze noi, înlocuind contoarele vechi sau ale căror parametri tehnici nu se încadrau în limitele admisibile; - Achiziționarea și montarea lăzilor de protecție din plastic pentru contoarele de uz casnic în scopul protejării EMG împotriva intervențiilor neautorizate; - Modernizarea reguletoarelor(63 buc.) și înlocuirea PRG-urilor cu un grad avansat de uzură(19 buc.); - Procurarea și montarea de robinete cu bilă, înlocuind robinetele cu cep; - Reconstrucția și reparația capitală a conductelor de gaze existente, conform planului de măsuri tehnico-organizatorice și investiționale; - Echiparea cu aparate cu un randament ridicat de sensibilitate în locul celor uzate Inspectra Laser, POISK 02M (5 buc); - Instalarea radiomodulelor în sectorul multietajat (510 buc.); - Înlocuirea prizelor de împământare anodice la 8 stații de protecție catodică; - Înlocuirea nodurilor de evidență tehnologice existente la intrarea în localități (5buc); Cu toate acestea, în pofida acestor eforturi considerabile, reducerea în continuare a pierderilor de gaze până la valorile normative stabilite de ANRE se dovedește imposibilă în condițiile actuale. Aceasta se explică, în principal, prin caracteristicile specifice a rețelelor operate, gradul redus de	
--	---	--

utilizare a capacității tehnice și structura consumului, cu o pondere majoritară a consumatorilor casnici, factori care generează un nivel de pierderi inevitabil, chiar și atunci când sunt aplicate cele mai bune practici tehnice disponibile. Totodată, indiferent de volumul de gaze injectat în rețele, numărul echipamentelor de reglare, control și siguranță inclusiv PRG-urile, regulatoarele, supapele de siguranță de evacuare și al altor armături de închidere – crește anual, iar acestea, în cadrul exploatarei contribuie la pierderi suplimentare de gaze. În continuare, conform Anexei nr.1 la Metodologia ANRE nr.443/2020, consumul tehnologic și pierderile normative (CTPn) se calculează după formula:

$$CTPn = Vinj.RD(n) * \frac{(X_{2021} * (1 - \alpha * k)^{n-2021})}{100}$$

unde coeficientul de reducere în timp $(1-\alpha \times k)^{n-2021}$ diminuează efectul stimulator al formulei, generând subestimări mai accentuate pe măsură ce anul analizat este mai îndepărtat. I. Astfel, valoarea α – rata medie anuală de diminuare a pierderilor de gaze naturale care este constantă de 0,08 și aplicată pentru anii 2022-2026, nu reflectă în mod corect particularitățile fiecărui operator de distribuție, având în vedere că aceasta a fost calculată pe baza datelor generale valabile pentru întreg sistemul de distribuție, ceea ce ridică semne de întrebare privind aplicabilitatea aceleiași valori α pentru toți operatorii, indiferent de specificul fiecăruia. În acest context, propunem valoarea coeficientului α să fie stabilită diferențiat ținând cont de caracteristicile și condițiile fiecărui operator de sistem. Spre exemplu, SRL „Cimișlia-gaz” este un operator de distribuție cu volume de gaze injectate în rețele relativ mici, întrucât nu dispunem de zone industriale dezvoltate, iar majoritatea consumului de gaze este atribuit consumatorilor casnici(65%). Această diferență esențială față de alți OSD care distribuie gaze către mari agenți economici și zone industriale strategice demonstrează că aplicarea aceleiași valori a constantei α pentru întreg sistemul de distribuție să nu fie corespunzător. În plus, în ultima perioadă, se constată o tendință clară de diminuare a volumului de gaze distribuit în rețelele noastre, tot mai mulți consumatori alegând utilizarea energiei verzi (termice și fotovoltaice). Timp de 1an de zile au trecut la surse alternative următorii consumatori finali: SRL ”Silvia Bombonici”, I.I. ”Busuioc”, I.I. ”Speranța Scutari” (toți din localitatea Sadaclia), I.I. ”Natalia Rusu” (Iordanovca), Primăria Leova - Grădinița Nr.2, Școala Sportivă, IP Liceul Constantin Spătaru, IPLT “Mihai Eminescu” Leova, Direcția Învățământ locurile de consum, muzeul și căminul, Consiliul Raional Leova dar și consumatorii casnici: Buzdugan Petru str. Florilor s. Carabetovca, Sabaliu Valentina str. 1 mai Sadaclia, Basarabeasca , str. Muncii 70 ap. 12 Niculița Victor, Ciugorean Galina, str. Sindicatelor, 19, Moleșteanu Anatolie Ivan, Abaclia str. Ștefan cel Mare, etc. În aceste condiții, considerăm că ajustarea valorii α pentru fiecare OSD în parte va reflecta mult mai bine realitățile economice și tehnice ale fiecărei OSD și va permite stabilirea unor pierderi normative mai apropiate de realitate. Pentru SRL „Cimișlia-gaz” în baza calculelor, coeficientul α constituie 0,025, care se propune să fie aplicat în formulă.

II. Totodată, nivelul scăzut al consumului de gaze naturale sau chiar absența acestuia în zona industrială cum este cazul sucursalei „Basarabeasca-gaz” are un impact direct asupra pierderilor de

	gaze, întrucât rețelele de distribuție necesită a se menține sub presiune. În continuare, se propune să fie luate în calcul erorile de măsurare ale echipamentelor, care pot genera pierderi semnificative din motivul uzurii acestora și a utilizării pe termen mai lung decât perioada de exploatare prevăzută de Hotărârea Guvernului nr.941 din 22.12.2020: - Includerea în formula de calcul a erorilor de măsurare cauzate de echipamentele de măsurare comerciale cum ar fi: dispozitivele de strangulare instalate la Stația de Predare ale OST (cu eroarea maximă admisibilă ±0,5 %), EMG ale altor titulari de licențe (tranzit) (cu eroarea maximă admisibilă ±2,5 %), EMG ale consumatorilor finali (cu eroarea maximă admisibilă +3 %; -6%). Se propune ajustarea prin componenta ΔX pentru includerea erorilor comerciale maxime ale contoarelor (volumul estimat din erori de contorizare) unde: $\Delta X = \sum V_x \times E_x \times C_x$ V_x = volumul măsurat în punctul x E_x= eroarea procentuală maximă admisibilă a echipamentului de măsurare (%) C_x = 0,25 (sau 1/4) coeficient care reflectă fracțiunea din eroarea maximă admisă. Astfel, aplicând în formula de calcul datele efective pentru anul 2024 obținem următoarele: - Volumul de gaze măsurat prin intermediul dispozitivelor de strangulare: 13 142 054m³ * 0,5% = 65 710m³ - Volumul de gaze măsurat prin EMG ale altor titulari de licențe: 1 624 738m³ * 2,5%= 40 618 m³ - Volumul de gaze măsurat prin EMG ale consumatorilor finali: 7 948 588 m³ * 3%=238 458m³ $\sum V=65\,710\text{m}^3+40\,618\text{m}^3+238\,458\text{m}^3=344\,786\text{m}^3$ Valorile calculate exprimă eroarea maximă admisibilă a EMG, dar ținând cont că în perioada 01.01.2024 - 31.12.2024, au fost transmise pentru verificarea metrologică periodică un număr total de 3760 contoare cu pereții deformabili. Dintre acestea, 931 contoare (□ 24,8%) nu s-au încadrat în limitele erorilor admisibile conform normei de metrologie legală NML 3-09:2017”Contoare de gaz cu membrană, respectiv intervalul de ±3 % la debite medii și +3 %; -6 % la debite minime. Această abatere indică faptul că aceste contoare înregistrează volume de gaze mai mici decât cele reale, ceea ce afectează negativ înregistrările și reflectă o pierdere în defavoarea OSD. Astfel, aplicăm în formula de calcul coeficientul de 0,25 (sau 1/4) care reflectă fracțiunea din eroarea maximă admisă. $\Delta X = 344\,786 \cdot 0,25 = 86\,196\text{m}^3$ Se propune modificarea formulei CTP_n astfel: $CTP_n = Vinj \cdot RD_{(n)} \cdot \frac{(X^{2021} \cdot (1 - \alpha \cdot k)^{(n-2021)})}{100} + \sum (V_x \cdot E_x \cdot C_x)$ Luând în calcul volumele măsurate și erorile echipamentelor de măsurare comerciale, această completare permite estimarea pierderilor cauzate de eroarea EMG. Un factor de importanță majoră, care influențează creșterea nivelului pierderilor este vechimea gazoductelor și utilajelor de distribuție a gazelor naturale. Conform Catalogului mijloacelor	
--	---	--

	fixe, aprobat prin HG nr.941 din 22.12.2020 durata de funcționare utilă a gazoductelor din oțel este de 18-22 ani, dar a gazoductelor din polietilenă 23-27 ani. La situația din 31.12.2024 OSD Cimișlia-gaz distribuie gaze naturale prin 1520,246 km rețele de gaze, din care 376,949 km cu durata de funcționare utilă expirată, ce constituie - 24,8%. Se propune includerea în formula de calcul a pierderilor normative, coeficientul «Lexp», care va reflecta vechimea gazoductelor prin formula. $\text{Coeficient de corecție} = 1 + \frac{L_{1\text{exp}} + L_{2\text{exp}}}{L_{\text{tot}}}$ unde: L_{1exp} - lungimea gazoductelor din oțel cu durata de funcționare utilă expirată 18-22 ani și mai mult; L_{2exp} - lungimea gazoductelor din polietilenă cu durata de funcționare utilă expirată 23-27 ani și mai mult; L_{tot} - lungimea totală a gazoductelor deservite. Pentru OSD Cimișlia-gaz coeficient de corecție este egal cu 1,248 De menționat că la 31.12.2024 în proprietatea întreprinderii sunt 588,024 km sau 38,7% din cele 1520,246 km deservite și conform Metodologiei ANRE nr. 443/2020 pentru 932,222 km de rețele în tariful de distribuție lipsește uzura acestor fonduri și deci întreprinderea nu dispune de surse financiare pentru investiții în aceste rețele. Lipsa componentei investiționale pentru toate OSD-urile nu permite desfășurarea programelor investiționale pentru toate rețelele deservite și face imposibilă schimbarea conductelor învechite. Situația analogică se observă cu stațiile, posturile, instalațiile individuale de reglare a gazelor naturale unde 1299 buc. sau 87,5 % din numărul total de 1485 sunt cu durata de funcționare utilă expirată. În contextul celor expuse, având în vedere diferențele semnificative dintre pierderile reale și cele normative, precum și particularitățile tehnice ale rețelelor SRL „Cimișlia-gaz”, propunem ca ANRE să ajusteze metodologia de calcul CTPn prin: - aplicarea unui coeficient α diferențiat pentru fiecare OSD; - includerea erorilor echipamentelor de măsurare prin introducerea componentei - ΔX; - corectarea pierderilor pentru vechimea rețelelor - Lexp; - luarea în calcul, la determinarea pierderilor a raportului dintre capacitatea tehnică a rețelelor deservite (63 000 m³ /h) și cea efectiv utilizată (1571m³/h); - divizarea pierderilor în aparente și pierderi reale, cele aparente urmând a fi calculate în baza rezultatelor verificărilor metrologice efectuate de laboratoarele autorizate. Implementarea acestor ajustări va reflecta realitatea tehnică și va asigura o reglementare echitabilă a tarifelor pentru întreg sistemul de distribuție.	
Edineț-gaz SRL Nr. 320/25 din 14.08.2025	SRL „Edineț-gaz” a examinat proiectul Hotărârii ANRE expus la consultare publică (scrisoarea nr.04-04/4219 din 30.07.2025) cu privire la modificarea Metodologiei de calculare, de aprobare și de aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale, aprobată prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 443/2020 (în continuare Metodologie) și nu are obiecții referitor la modificările introduse ce țin de subiectul tarifului	Nu se acceptă. A se vedea răspunsul la propunerea SRL „Bălți-gaz”.

	uniform de distribuție a gazelor naturale, atribuțiile entității de reconciliere și mecanismul plăților compensatorii de egalizare. Totodată, beneficiind de momentul oportun, SRL „Edineț-gaz” solicită reexaminarea subiectului ce ține de „Modul de determinare a consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție” introdus prin Hotărârea ANRE nr. 938 din 16.12.2022, și anume modificarea bazei de determinare a volumului normativ de gaze naturale pentru consum tehnologic și pierderile tehnice de gaze naturale în rețelele de distribuție care actualmente este legată doar de volumul gazelor naturale primit pentru distribuție, fără a lua în considerație caracteristicile și parametri tehnici ale rețelelor, echipamentelor și utilajului de distribuite gaze existent. În opinia noastră, modificările operate prin hotărârea 938 conțin deficiențe, care nu permit determinarea corectă a pierderilor de gaze în rețelele de distribuție, și anume: ✓ Nu se face diferență distinctă dintre consumul tehnologic și pierderile tehnice, deși însăși denumirea anexei menționate supra („Modul de determinare al consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție”) recunoaște faptul că există consum tehnologic și pierderi tehnice. Ori, în activitatea de distribuție OSD efectuează inevitabil operații tehnologice care presupun explicit un anumit consum de gaze care nu poate fi considerat ca pierderi tehnice, și anume: umplerea cu gaze a porțiunilor de rețea nou construite; injectarea în rețea a volumelor de gaze în scopul majorării presiunii de lucru; refularea din rețele în atmosferă a gazelor în scopul efectuării unor lucrări de reparație sau de înlocuire a tronsoanelor de conductă; consumul de gaze pentru încălzirea stațiilor de reglare-măsurare. Menționăm în acest context, că efectuarea lucrărilor de încercare pneumatică la etanșeitate a conductelor - unele din cele mai eficiente lucrări pentru depistarea defectelor și neetanșeităților - își pierd din eficiență datorită faptului că în prealabil necesită evacuarea în atmosferă a gazelor, deci vor fi atestate pierderi care nu depind de volumele de gaze primite pentru distribuție. În opinia noastră, aceste volume de gaze trebuie declarate ca necesități tehnologice, evidența lor ținându-se separat. ✓ Nu se ține cont de caracteristicile tehnice a rețelelor de distribuție, inclusiv de vârsta de exploatare a lor. Este inevitabil pentru orice sistem mecanic, ca odată cu durata de exploatare să scadă și performanțele sale, în cazul rețelelor de distribuție evident că vorbim de gradul de etanșeitate și de apariția defectelor. Astfel, din lungimea totală de 2039,651 km de rețele de distribuție și 4486 stații și posturi de reglare a presiunii gazelor, circa 870 km de rețele și 1408 stații/posturi au vârsta de exploatare mai mare de 20 ani. Necăutând la faptul, că la întreprindere se efectuează în volum deplin toate lucrările de întreținere și reparație, prevăzute de actele normative, se modernizează sau se înlocuiesc stații și posturi de reglare-măsurare, micșorarea volumului de pierderi tehnice de gaze naturale nu poate depăși o anumită limită, condiționată anume de vârsta rețelelor și echipamentelor. SRL „Edineț-gaz” efectuează în mod continuu măsuri tehnice îndreptate spre reducerea volumului pierderilor de gaze în rețelele de distribuție, și anume: ▪ Schimbarea echipamentului de măsurare gaze la consumatorii casnici, în mediu 2400 unități anual;	
--	--	--

		▪ Efectuarea verificărilor metrologice periodice a echipamentului de măsurare gaze instalat la consumatorii casnici, în mediu 7500 unități anual; ▪ Instalarea cutiilor de protecție la echipament măsurare gaze la consumatorii casnici (în mediu 900 unități anual), pentru reducerea riscului consumului fraudulos de gaze naturale; ▪ Instalarea radio modulelor de citire la distanță la consumatorii casnici, în mediu 300 unități anual; ▪ Efectuarea lucrărilor de verificare a conductelor de gaze la etanșeitate, în mediu 950 km anual; ▪ Instalarea echipamentelor de măsurare gaze de tip tehnologic în/între localități pentru localizarea pierderilor pe direcții de consum (în mediu 4 unități pe an); ▪ Înlocuirea echipamentelor de reglare gaze, instalarea SRG noi (în mediu 20 unități anual); ▪ Procurarea utilajelor pentru depistarea scurgerilor de gaze naturale în rețelele de distribuție (subterane și supraterane). Efectuarea verificărilor reieșind din periodicitatea normativă și din necesitățile determinate de diagnostica conductelor suspecte; ▪ Verificarea izolației conductelor de gaze subterane precum și schimbarea porțiunilor deteriorate. ▪ Efectuarea lucrărilor de reconstrucție, modernizare și mentenanța la stațiile de protecție anticorozivă a conductelor de gaze subterane de oțel. Astfel, datorită măsurilor întreprinse, pe parcursul a ultimilor 4 ani (2021-2024) consumul anual tehnologic și pierderile de gaze naturale în rețelele de distribuție s-a diminuat cu 774,286 mii m³ sau cu 56,75% (efectiv 2021 – 1.364,347 mii m³, efectiv 2024 – 590,061 mii m³). Totuși trebuie să constatăm că măsurile enumerate mai sus nu sunt suficiente pentru reducere în continuare a pierderilor de gaze, deoarece o parte din pierderi înregistrate nu sunt reflectate în calculul consumului tehnologic și pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție. Prin urmare, entitate nu mai poate micșora în continuare nivelul efectiv curent al pierderilor de gaze în rețelele de distribuție, ce duce la apariția pierderilor supranormative de gaze naturale, și prin urmare a pierderilor financiare nerecuperate. Atenționăm că pierderile de gaze din rețelele de distribuție și instalațiile de utilizare a gazelor sunt compuse atât din pierderi tehnice cât și din pierderi comerciale. Pierderile tehnice reprezintă volumul emisiilor de gaze din elementele sistemului de distribuție și instalațiilor de utilizare, cauzate de neetanșeitățile lor și condițiile de distribuție a gazelor naturale. Pierderile comerciale, la rândul lor, sunt generate de: - devierile de precizie ale echipamentului de măsurare a consumului de gaze naturale (în special în regim de consum minim), ce rezultă în înregistrarea incompletă a volumului consumat de gaze naturale și este în defavoarea operatorului sistemului de distribuție, - consumul fraudulos de gaze naturale prin ocolirea echipamentului de măsurare, prin denaturarea indicațiilor de consum al acestuia sau prin alte modalități de consum neînregistrat de echipamentul de măsurare cauzat de imposibilitatea asigurării controlului complet și perfect asupra procesului de utilizare. Pierderile comerciale au un mare grad de imprevizibilitate, din motivul că sunt influențate de factorii greu de determinat.	
--	--	---	--

		Prin urmare, în conformitate cu Metodologia nr. 443/2020, operatorii sistemului de distribuție gaze, determină pierderile normative de gaze naturale reieșind din volumele de gaze primite pentru distribuție cu utilizarea coeficienților de reducere a pierderilor stabilite prin formula de calcul, însă metoda de determinare a volumelor pierderilor normative nu ține cont de structura și caracteristicile tehnice ale rețelelor, utilajului și echipamentelor de distribuție a gazelor naturale deservite de operator. În acest context, menționăm creșterea indicilor tehnici ale infrastructurii deservite, după cum urmează: - lungimea rețelelor de distribuție a gazelor naturale la data de 31.12.2024 a constituit 2039,651 km, ceea ce este cu 31,416 km în creștere față de lungimea rețelelor înregistrată la data de 31.12.2021 (2008,235 km); - numărul stațiilor și posturilor de reglare gaze la data de 31.12.2024 a constituit 4486 unități, ceea ce este cu 134 unități în creștere față de numărul utilajului de reglare gaze la 31.12.2021 (4352 unități); - numărul consumatorilor conectați la rețelele de distribuție gaze deservite de OSD la data de 31.12.2024 a constituit 35 883 consumatori, ceea ce este cu 525 în creștere față de numărul de consumatori înregistrat la 31.12.2021 la (35 358 consumatori). Rezumând din cele expuse, SRL „Edineț-gaz” consideră că întreprinde toate măsurile posibile direcționate spre micșorarea pierderilor de gaze naturale, însă, cu regret, nu dispune de careva rezerve suplimentare de reducere în continuare a nivelului pierderilor de gaze în rețelele de distribuție. Faptul dat duce la apariția devierilor semnificative între pierderile de gaze înregistrate efectiv și pierderile de gaze normative calculate conform metodologiei în vigoare și, prin urmare, rezultă în acumularea de către entitate pierderilor financiare nerecuperate.	
	„Florești-gaz” SRL Nr. 222 din 15.08.2025	Prin prezenta, în urma examinării proiectului Hotărârii ANRE expus la consultare publică (scrisoareanr.04-04/4219 din 30.07.2025) cu privire la modificarea Metodologiei de calculare, de aprobare și de aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale, aprobată prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 443/2020 (în continuare Metodologie), legate de determinarea volumelor pierderilor normative, SRL „FLOREȘTI-GAZ” roagă revizuirea Metodologiei din motivul că. Metodologia este actuală pentru situații ideale rețele noi, fapt care nu ia în considerație durata lor de exploatare, gradul de uzură. Totodată, Metodologia este justificată integral pentru determinarea pierderilor normative în proporție doar de circa 25,6%, care prezintă cota parte a pierderilor aparente din volumul total de pierderi în rețelele de distribuție și care sunt funcție de volumul gazelor distribuite. În rest, pierderile de gaze naturale sunt funcție de parametrii fizici ai rețelelor de distribuție, în particular. - geometria tubulaturii sistemului de distribuție de 1779 km. - numărul de 2992 stații posturi de reglare măsurare și noduri de evidență separate de multiple modele și tipuri cu capacitarăți și configurați și diferite, care reprezintă sursa principală de emisii, având cele mai multe îmbinări prin flanșe și filet.	Nu se acceptă. A se vedea răspunsul la propunerea SRL „Bălți-gaz”.

- durata lor de exploatare, care determină gradul de uzură și care necesită a fi luat în considerație, dar care se iau în calcul parțial (7,2%) doar pentru rețele nou construite, prin valoarea coeficientului K și care se plafonează nejustificat la nivelul mediu pe sistem.

La fel, Metodologia nu include calculul consumului tehnologic pentru compensarea volumelor de gaze utilizate la purjarea și umplerea conductelor nou puse în exploatare, creșterii presiunii de lucru, spagerea corozivă a pereților lor exterior, a incidentelor tehnice, etc. SRL „FLOREȘTI-GAZ”, permanent întreprinde măsuri organizatorice și tehnice întru micșorarea reală a pierderilor și mereu a avut ca prioritate diminuarea acestora. Astfel, doar pe parcursul a ultimilor 4 ani (2020-2024), SRL „FLOREȘTI GAZ”, a diminuat consumul tehnologic și pierderile de gaze naturale în rețelele de distribuție de la 1 469 412 m³ (în anul 2020) la 675 385 m³ (în anul 2024), ceea ce constituie circa 794 027 m³ sau o diminuare cu 54%.

Acest rezultat se datorează implementării și executării măsurilor cât organizatorice atât și tehnice privind micșorarea pierderilor de gaze naturale printre care:

1. Efectuarea a 850 reiduri pe an la consumatorii dubioși, deconectați, consum „0” .
2. Schimbarea EMG moral învechite (precum și echipamentele de măsurare ce pot fi stopate la aplicarea magneților) la consumatorii casnici, în medie 2000 pe an.
3. Efectuarea verificărilor metrologice periodice la consumatorii finali, în medie 6000 pe an.
4. Schimbarea EMG sau dotarea lui conform cerințelor Regulamentului privind mă urarea gazelor naturale în scopuri comerciale la consumatorii noncasnici de categoria C și D - 8 un.
5. Modernizarea și conectarea a 3 echipamente comerciale la programa de citire la distanță.,
6. Montarea a circa 600 lăzi de protecție anual.
7. Citirea datelor contoarelor cu ajutorul a 101 terminale.
8. Montarea radiomodulelor de citire la distanță la consumatorii casnici.
9. Se efectuează anual încercări la ermitate (circa 350 km anual).
10. Procurarea echipamentelor de măsurare tehnologice și montarea în localități pentru localizarea pierderilor.
11. Procurarea utilajelor pentru depistarea scurgerilor de gaze naturale la gazoductul subteran precum și la acela suprateran. Verificarea anuală conform planului și la necesitate gazoductul suspect.
12. Verificarea izolației gazoductului subteran precum și schimbarea porțiunilor deteriorate.

Însă, cu părere de rău, toate măsurile menționate mai sus nu sunt suficiente, deoarece o parte din pierderi înregistrate nu sunt reflectate în calculul consumului tehnologic și pierderile de gaze naturale în rețelele de distribuție SRL „FLOREȘTI-GAZ”, astfel, întreprinderea înregistrează și acumulează pierderi financiare.

	2023	2024	6 luni 2025
Pierderi de facto	734	664	509
Perderi ANRE	796	587	393
Diferența	-62	77	116

	Din datele prezentate mai sus se poate observa că SRL „FLOREȘTI-GAZ” nu mai poate micșora pierderile de gaze și e nevoită să suporte atât volume de pierderi cât și pierderi financiare. În același timp, menționăm că pierderile de gaze din rețelele de distribuție și instalațiile de utilizare a gazelor sunt alcătuite din pierderi tehnice și comerciale. Pierderile tehnice reprezintă volumul emisiilor de gaze din elementele sistemului de distribuție și instalațiilor de utilizare, cauzate de neetanșeitățile lor și condițiile de distribuție a gazelor naturale. Volumul pierderilor tehnice este obținut prin calcul cu utilizarea legilor fundamentale ale fizicii clasice și a teoriei fenomenologice, fiindcă partea lor considerabilă nu poate fi măsurată. Pierderile comerciale sunt formate din : imprecizia contoarelor (toate contoarele nu au pragul “0” la pornire, și anume măsurări în intervalul dintre debitul de pornire și debitul minim Q_{min}), defecțiuni ale contoarelor (înregistrarea incompletă a volumului de gaze consumat din motivul uzurii contorului în intervalul dintre verificările metrologice periodice: pe măsura îndepărtării de la verificare, contorul lucrează în defavoarea operatorului sistemului de distribuție), consumul de gaze naturale prin ocolirea echipamentului de măsurare, prin denaturarea indicațiilor acestuia sau prin alte modalități de consum neînregistrat de echipamentul de măsurare, eficiența scăzută a măsurărilor, imposibilitatea asigurării controlului perfect asupra procesului de utilizare. Aceste pierderi prezintă partea slab formalizată a volumului total de pierderi, deoarece este practic determinată de factori greu de determinat. Totodată vă informăm că nici un echipament de măsurare nu este folosit în condiții standard precum și faptul că nici la un EMG nu este verificată funcționarea Termocompensatorului integrat în acest contor, care poate avea o deviere și de minus 7% din consumul înregistrat. Devierile enumerate mai sus sunt evidente în perioada când temperaturile sunt mai mici de - 0°C, când pierderile de gaze naturale cresc considerabil. Tot, la acest capitol menționăm că contoarele de categoriile C, D sunt verificate în instituții private, care emit buletin de verificare, în acest sens consumatorii noncasnici prezintă operatorului acest buletin, dar erorile relative a acestor contoare sunt incerte și operatorii nu le pot solicita. Astfel, în conformitate cu Metodologia nr. 443 operatorii anual trebuie să diminueze pierderile de gaze naturale în conformitate cu coeficienții stabiliți, însă cum a mai fost menționat că nu se iau în considerație structura rețelelor de gaze naturale, ca de exemplu: - lungimea gazoductelor la data de 31.12.2021 constituia 1 705, 057 km, iar la data de 31.12.2024 constituia 1 778, 987 km, deci cu 73, 930 km în creștere. - creșterea numărului consumatorilor conectați la rețeaua de gaze naturale cu 1456 de la 35 001 (la 31.12.2021) la 36 457 la data de 31.12.2024. - numărul PRG, DRG, NE la data de 31.12.2024 constituia 2992. În ordinea expusă de idei propunem la aprobarea Metodologiei să se ia în calcul: 1. Lungimea rețelelor existente luând în considerație durata de exploatare și gradul de uzură. 2. Numărul stațiilor de reglare măsurare care au cele mai multe îmbinări.	
--	--	--

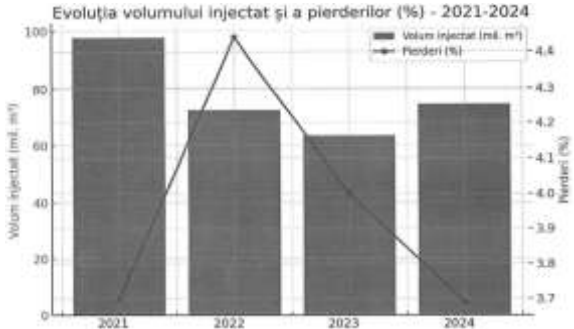
		3. Devierile privind pierderile aparente (erori de măsurare la contoare fără convertor de presiune și temperatură). 4. Compensarea volumelor de gaze naturale utilizate de OSD la purjarea și umplerea conductelor noi puse în exploatare. 5. Compensarea volumelor de gaze naturale utilizate de OSD la menținerii presiunii de lucru ca urmare a disipărilor de gaze în mediu din cauză defectelor tehnice ale conductelor și cele cauzate de starea gazelor naturale. Așa dar, SRL „FLOREȘTI-GAZ”, repetat, Vă informează că sa întreprins toate măsurile posibile de micșorare a pierderilor de gaze naturale, însă în pofida acestor fapte, la momentul de față, se atestă o diferență semnificativă între pierderile reale și cele calculate de către ANRE, fapt care conduce la suportarea și acumularea pierderilor financiare de către întreprindere.																																						
	„Ialoveni-gaz” SRL Nr. 485 din 14.08.2025	Prin prezenta, în conformitate cu demersul ANRE Nr. 04-04/4219 din 30.07.2025 cu privire la inițierea procedurii de consultare publică și de avizare a proiectului Hotărârii ANRE cu privire la modificarea Metodologiei de calculare, de aprobare și de aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale, aprobată prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 44312020” (în continuare Metodologie), OSD „Ialoveni Gaz” S.R.L., înaintează propuneri asupra ANEXEI la Metodologie - „ Modul de determinare al consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție”. Urmare analizei rezultatelor înregistrate cu privire la consumul tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție comparativ cu volumul normativ calculat conform Metodologiei, S.R.L. „Ialoveni Gaz”, anual înregistrează devieri considerabile ce influențează negativ asupra rezultatelor financiare a Societății, însă în urma mai multor acțiuni întreprinse, se constată diminuarea semnificativă a consumului tehnologic și pierderile de gaze naturale în rețelele de distribuție, în volum de 861,967 mii m3 sau 23,8%, informația este redată în tabelul de mai jos. <table><tr><th rowspan="2">Nr. d/o</th><th rowspan="2">Anul</th><th rowspan="2">Volum injectat în rețelele de distribuție (mii m³)</th><th rowspan="2">Volumul normativ de pierderi calculat (mii m³)</th><th colspan="2">Volumul efectiv de pierderi înregistrat</th><th rowspan="2">Devieri (mii m³)</th></tr><tr><th>mii m³</th><th>%</th></tr><tr><td>1</td><td>2021</td><td>97 673,472</td><td>3 258,800</td><td>3 618,682</td><td>3,70</td><td>359,882</td></tr><tr><td>2</td><td>2022</td><td>72 505,267</td><td>2 097,800</td><td>3 221,913</td><td>4,44</td><td>1 124,113</td></tr><tr><td>3</td><td>2023</td><td>63 468,031</td><td>2 002,600</td><td>2 535,928</td><td>4,00</td><td>533,328</td></tr><tr><td>4</td><td>2024</td><td>74 699,200</td><td>1 954,706</td><td>2 756,715</td><td>3,69</td><td>802,009</td></tr></table> Astfel, OSD „Ialoveni Gaz” S.R.L., în scopul îndeplinirii prevederilor Metodologiei, continuă a întreprinde măsuri și investiții pentru a diminua pierderile gazelor naturale, rezultatele se datorează: 1) verificărilor periodice și înlocuirii echipamentelor de măsurare vechi sau neconforme (3000-5000/an) și dotarea conform cerințelor legale, prevenind manipulările și pierderile de gaze. 2) Au fost reduse semnificativ cazurile de consum fraudulos prin controale inopinate și verificarea locurilor de consum deconectate, pentru depistarea reconectărilor samovolnice;	Nr. d/o	Anul	Volum injectat în rețelele de distribuție (mii m³)	Volumul normativ de pierderi calculat (mii m³)	Volumul efectiv de pierderi înregistrat		Devieri (mii m³)	mii m³	%	1	2021	97 673,472	3 258,800	3 618,682	3,70	359,882	2	2022	72 505,267	2 097,800	3 221,913	4,44	1 124,113	3	2023	63 468,031	2 002,600	2 535,928	4,00	533,328	4	2024	74 699,200	1 954,706	2 756,715	3,69	802,009	Nu se acceptă. A se vedea răspunsul la propunerea SRL „Bălți-gaz”.
Nr. d/o	Anul	Volum injectat în rețelele de distribuție (mii m³)					Volumul normativ de pierderi calculat (mii m³)	Volumul efectiv de pierderi înregistrat		Devieri (mii m³)																														
			mii m³	%																																				
1	2021	97 673,472	3 258,800	3 618,682	3,70	359,882																																		
2	2022	72 505,267	2 097,800	3 221,913	4,44	1 124,113																																		
3	2023	63 468,031	2 002,600	2 535,928	4,00	533,328																																		
4	2024	74 699,200	1 954,706	2 756,715	3,69	802,009																																		

- 3) Efectuarea sistematică a inspecțiilor pe traseele conductelor cu echipamente de detecție a scurgerilor și înlăturării scurgerilor;
- 4) Modernizării instalațiilor de utilizare, înlocuirea conductelor și bransamentelor uzate cu conducte noi, moderne și etanșe.;
- 5) Secționarea rețelelor pe un număr mai mic de consumatori (aproximativ 50 consumatori) cu instalarea nodurilor de evidență tehnologice pentru localizarea pierderilor și a consumului fraudulos. Instalarea nodurilor de evidență tehnologice pe un număr mic de consumatori (≤ 70 consumatori) a condus la localizarea promptă a pierderilor și diminuarea lor de la 15%+20% la valoarea 0%+2%.
- 6) Instalarea radiomodulelor de colectare a indicilor echipamentelor instalate la sectorul multietajat și sectorul rezidențial greu accesibil.

Cu toate acestea, măsurile menționate nu sunt suficiente, întrucât o parte din pierderile înregistrate nu se regăsesc în Anexa cu privire la Modul de determinare al consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție. Astfel, pierderile de gaze naturale din rețelele de distribuție generează diferențe considerabile între valorile reale și cele stabilite de regulator.

Totodată, Metodologia, are ca scop de a egala procentual pierderile gazelor naturale în telmen pe întreg sistemul de distribuție, nefiind luat în calcul caracteristica rețelelor, sau chiar mai rău, întreprinderea cu X2021 care depășește media pe întreg sistem, are obligația de a reduce pierderile până în anul 2026 mai mult decât întreprinderile cu **X2021** mai jos de nivelul mediu pe Republică.

Indicatorul **X2021** - nivelul pierderilor de gaze naturale înregistrate în rețelele de distribuție ale titularului de licență în anul 2021 (%) - nu poate fi utilizat ca bază pentru calcularea volumului normativ al pierderilor în următorii 5 ani. Aceasta se datorează faptului că fiecare an gazier are particularitățile sale, procentul pierderilor fiind influențat de volumul de gaze injectat în rețele și de eroarea echipamentelor de măsurare. Deși procentul poate rămâne similar, volumul aferent diferă. În plus, pierderile tehnologice, care reprezintă o constantă în volum, devin variabile procentual atunci când volumul injectat se modifică semnificativ, cum a fost cazul în 2024, când acesta a fost considerabil mai mic față de anul 2021.



Se observă că în 2022 și 2023 procentul pierderilor a crescut peste media anilor analizați, chiar dacă volumul injectat a scăzut.

Asta indică faptul că reducerea volumului injectat/distribuit nu a dus automat la reducerea proporției pierderilor, deci pierderile rezultă și din normele prevăzute de legislație a calculului consumurilor tehnologice pentru deservirea și întreținerea rețelelor (care nu sunt prevăzute în Metodologie), nu doar pe cantitate.

În baza prevederilor Ordinului Ministerului Economiei și Infrastructurii nr.178 din 02.10.2017 cu privire la aprobarea normei de metrologie legală NML 3-09:2017 „Contoare de gaz cu membrană. Procedura de verificare metrologică” este stabilit și pragul de toleranță:

Debit, m ³ /h	Erori maxim tolerate, %	
	Verificarea inițială	Verificarea periodică/ după reparare
$Q_{min} \leq Q < 0,1 Q_{max}$	$\pm 3,0$	de la -6,0 până la +3,0
$0,1 Q_{max} \leq Q \leq Q_{max}$	$\pm 1,5$	$\pm 3,0$

În rezultatul normelor aplicabile în urma verificării metrologice a contoarelor de gaz cu membrană, eroarea medie a contoarelor verificate de S.R.L. „Ialoveni Gaz” în I semestru a.c., constituie -2,35%, dintre care o parte considerabilă - 22,4% au fost rebutate din cauza abaterilor metrologice care depășesc limitele admise. Însă, Metodologia prevede pierderi normative pentru anul 2025 - 2,34%.

În conformitate cu Anexa 53 la Regulamentul privind racordarea la rețele de gaze naturale și prestarea serviciilor de distribuție a gazelor naturale aprobat prin Hotărârea ANRE nr.112/2019, este prevăzut metodologia de calcul a consumurilor tehnologice și al pierderilor de gaze naturale în instalația de gaze naturale a consumatorului noncasnic, racordați la rețeaua de distribuție a gazelor naturale.

„Ialoveni Gaz” SRL deservește 4188 SRG/PRG și 3820km rețele exterioare de distribuție a gazelor naturale.

Conform calculului efectuat volumul pierderilor de gaze naturale în instalațiile de gaze naturale constituie - 2 947 956,4 m³/an

a) Volumul pierderilor normative specifice de gaze naturale pentru utilajul stației I postului de reglare măsurare a gazelor naturale cauzate de neetanșeitățile rețelelor și a utilajului, pentru o unitate, m³/24 ore.

Grupa	Din Grupa I cu debitul până la 10 m ³ /oră	Din Grupa II cu debitul de la 10 până la 120 m ³ /oră	Din Grupa III cu debitul de la 120 până la 400 m ³ /oră	Din Grupa IV cu debitul de la 400 până la 900 m ³ /oră	Din Grupa V cu debitul de la 900 până la 2000 m ³ /oră	Din Grupa VI cu debitul de la 2000 până la 10000 m ³ /oră	Din Grupa VII cu debitul de la 10000 până la 100000 m ³ /oră	m ³ /an;
	0,00686	0,77667	1,4431	1,50487	1,88325	2,27576	3,84762	
PRG (buc)	774	2517	414	319	23	108	33	1260619,9

b) - în scopul executării lucrărilor de reparație și întreținere la SRM/PRM, fără ajustarea utilajului aferent - 16 m³ /an

- în scopul purjării utilajului SRM/PRM la ajustarea lui, lucrări efectuate cu evacuarea gazelor naturale în atmosferă - 85 m³ /an c) la acționarea supapelor de evacuare de siguranță (SES) de la SRM/PRM se iau în considerație volumul pierderilor normative specifice de gaze naturale cauzate de acționarea SES, pentru o unitate, m³/an

Grupa	Din Grupa I cu debitul până la 10 m ³ /oră	Din Grupa II cu debitul de la 10 până la 120 m ³ /oră	Din Grupa III cu debitul de la 120 până la 400 m ³ /oră	Din Grupa IV cu debitul de la 400 până la 900 m ³ /oră	Din Grupa V cu debitul de la 900 până la 2000 m ³ /oră	Din Grupa VI cu debitul de la 2000 până la 10000 m ³ /oră	Din Grupa VII cu debitul de la 10000 până la 100000 m ³ /oră	m ³ /an;
	0,09765	1,69154	7,38484	16,36556	63,5387	100,8358	151,3954	
Regulatoare (buc)	883	3229	559	456	27	116	42	36910,1

d) Volumul pierderilor normative specifice de gaze naturale rezultat al neetanșeității rețelelor exterioare de distribuție a gazelor naturale, pentru 1 m² de suprafață a rețelei, m³ /24 ore.

	De presiune înaltă de categoriile I (de la 0,6 până la 1,2 MPa inclusiv) și II (de la 0,3 până la 0,6 MPa inclusiv)	De presiune medie (de la 0,005 până la 0,3 MPa inclusiv)	De presiune joasă (până la 0,005 MPa inclusiv)	m ³ /an;
	0,00546	0,0043	0,00192	
Suprafața rețelelor (m ²)	270075	313434	885073	1650426,3

e) la purjarea rețelelor exterioare de gaze naturale:

- pentru rețelele de gaze naturale de presiune joasă - $1,3 \times V_{RET}$, unde V_{RET} este volumul rețelei de gaze naturale, preconizate spre purjare,
- pentru rețelele de gaze naturale de presiune medie - $5,1 \times V_{RET}$, unde V_{RET} este volumul rețelei de gaze naturale, preconizate spre purjare;
- pentru rețelele de gaze naturale de presiune înaltă de ambele categorii - $8,8 \times V_{RET}$, unde V_{RET} este volumul rețelei de gaze naturale, preconizate spre purjare.

f) la repararea și la întreținerea rețelelor de gaze natural

- pentru rețelele de gaze naturale de presiune joasă- $0,5 \times V_{RET}$, unde V_{RET} este volumul rețelei de gaze naturale, aflate în reparație;

		- pentru rețelele de gaze naturale de presiune medie - $0,3 \times V_{\text{RET}}$, unde V_{RET} este volumul rețelei de gaze naturale, aflate în reparație; - pentru rețelele de gaze naturale de presiune înaltă de ambele categorii - $0,1 \times V_{\text{RET}}$, unde V_{RET} este volumul rețelei de gaze naturale, aflate în reparație. În concluzie, constatăm că „Modul de determinare al consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție” nu prevede calcularea separată a consumului tehnologic în rețelele de distribuție iar $V_{\text{inj, RD (n)}}$, este direct proporțional cu nivelul consumului tehnologic și a pierderilor gazelor naturale, care odată cu reducerea volumului injectat în rețeaua de distribuție se vor reduce și pierderile normative aprobate, făcând referință doar în baza rezultatelor obținute în anul 2021. Faptul impunerii diminuării pierderilor de gaze naturale sub limitele admisibile a calculelor consumurilor tehnologice conform Anexei 53 a Hotărârii ANRE nr.112/2019, poate crea impact negativ asupra lucrărilor obligatorii de deservire a instalațiilor de gaze. În această ordine de idei, OSD „Ialoveni Gaz” S.R.L., intervine cu propunerea de a reexamina Metodologia în scopul includerii tuturor factorilor care contribuie la formarea pierderilor de gaze naturale.	
	„Orhei-Gaz” SRL Nr. 372 din 14.08.2025	Prin prezenta, ca urmare a examinării proiectului Hotărârii ANRE expus la consultare publică cu privire la modificarea Metodologiei de calculare, de aprobare și de aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale, aprobată prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 443/2020 (în continuare Metodologie), legate de determinarea volumelor pierderilor normative, SRL „Orhei-gaz” intervine cu solicitarea de revizuire a “Modului de determinare al consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție”, din următoarele considerente. SRL „Orhei-gaz”, pe parcursul activității a întreprins măsuri organizatorice întru micșorarea reală a pierderilor și mereu a avut ca prioritate diminuarea acestora. Astfel, pe parcursul a ultimilor 14 ani (2010-2024), SRL „Orhei-gaz”, a diminuat consumul tehnologic și pierderile de gaze naturale în rețelele de distribuție de la 2952625 m³ (în anul 2010) la 617265 m³ (în anul 2024), ceea ce constituie circa 2335360 m³ sau o diminuare cu 79%. Acest rezultat se datorează implementării și executării nenumăratelor acțiuni de către reprezentanții SRL „Orhei-gaz”, printre care: 1. Efectuarea diagnosticului periodic al stării rețelelor exterioare de distribuție a gazelor din zona de deservire a întreprinderii, precum și pentru prevenirea apariției și înlăturarea la timp a scurgerilor de gaz natural, întreprinderea a realizat lucrări de inspectare prin metoda aparatelor speciale, și lucrări de testare a etanșeității a conductelor de gaz; 2. Dotarea sucursalelor cu echipamente moderne pentru executarea de calitate a lucrărilor de reparație a rețelelor de gaze, cu aparate de înaltă precizie pentru controlul stării rețelelor de gaze și depistarea scurgerilor de gaz; 3. Efectuarea la timp a verificărilor metrologice periodice ale contoarelor de gaz instalate la toate categoriile de consumatori de gaze naturale, precum și efectuarea verificărilor	Nu se acceptă. A se vedea răspunsul la propunerea SRL „Bălți-gaz”.

		metrologice de control ale echipamentelor de măsurare la consumatorii la care există îndoieli privind corectitudinea măsurării consumului de gaz; 4. Perfecționarea metodelor de măsurare și evidență a volumelor de gaz naturale livrate la toate nivelurile ierarhice ale sistemului de distribuție, inclusiv înlocuirea echipamentelor de măsurare învechite moral și care nu au trecut verificarea metrologică, precum și instalarea, la consumatorii existenți și noi de gaze naturale, a 10039 de cutii de protecție din plastic; 5. Utilizarea pe scară largă a sistemelor de contorizare la distanță și a echipamentelor pentru controlul balanței gazului recepționat și distribuit în rețelele de distribuție a gazelor, precum și utilizarea terminalelor electronice pentru citirea indicații lor BGS. De asemenea, întreprinderea a achiziționat și instalat 7231 de module radio la consumatorii casnici; 6. Achiziția și montarea echipamentelor de măsurare a volumelor de gaze la intrarea conductelor de gaz în localități și la granițele sectoarelor de exploatare ale sucursalelor, în scopul localizării și la timp a pierderilor de gaz și eliminării cauzelor apariției acestora; 7. Pe parcursul anilor în cadrul întreprinderii au fost create grupe mobile în scopul efectuării raidurilor inopinate de control. În timpul lor consumatorii au fost atenționați despre consecințele administrative și penale survenite în cazul consumului fraudulos de gaze naturale; 8. Verificarea periodică a locurilor de consum deconectate de la rețeaua de gaze naturale. Cu toate acestea cu regret măsurile menționate mai sus nu sunt suficiente, deoarece o parte din pierderi înregistrate nu sunt reflectate în calculul consumului tehnologic și pierderile de gaze naturale în rețelele de distribuție SRL „Orhei-gaz”, astfel, SRL „Orhei-gaz” înregistrează diferențe considerabile între pierderile reale și cele stabilite de ANRE (tabelul 1).	
--	--	--	--

Tab. 1

anul	Volum distribuit, mil. m ³	pierderi reale inregistrate, mii m ³	pierderi aprobate de ANRE, mii m ³	Diferenta de pierderi, mii m ³
2010	31214	2952,625		
2011	28763	2661,815	832,935	1828,88
2012	29140	2560,057	763,739	1796,318
2013	30760	2477,856	682,742	1795,114
2014	26234	2388,513	700,776	1687,737
2015	27287	1918,764	1027,862	890,902
2016	27936	1571,558	963,519	608,039
2017	28651	1335,311	900,427	434,884
2018	33944	1297,326	1008,325	289,001
2019	33208	1243,353	1035,986	207,367
2020	33728	1211,747	728,663	483,084
2021	44672	1181,193	724,693	456,500
2022	33567	1177,068	702,498	474,570
2023	39237	808,637	670,100	138,537
2024	31908	617,265	525,466	91,799

Conform Tabelului nr. 1 prezentat putem observa că volumele de gaze de facto anuale distribuite consumatorilor finali sunt în jurul mărimii 31,00-33,00 mil. m³ excepție fiind anul 2021 și 2023 iar rețelele de gaze naturale deservite sunt în permanență creștere ca și numărul consumatorilor finali și echipamentele de măsurare a gazelor naturale (tabelul 2).

Tab. 2

anul	Lungimile rețelor, km	Dezvoltarea rețelor	Numarul consumat.	cresterea numar. de consumatori	Numarul EMG deservite	cresterea numar. de EMG deservite
2010	1608		29249		28964	
2011	1774	166	29675	426	30363	1399
2012	1862	88	30822	1147	31137	774
2013	1926	64	31594	772	31925	788
2014	1971	45	32420	826	32780	855
2015	2002	31	33167	747	33368	588
2016	2028	26	33873	706	33919	551
2017	2061	33	34470	597	34527	608
2018	2126	65	35395	925	35290	763
2019	2171	45	36987	1592	36828	1538
2020	2232	61	38480	1493	38220	1392
2021	2320	88	40356	1876	40079	1859
2022	2386	66	41633	1277	41217	1138
2023	2473	87	43123	1490	42682	1465
2024	2523	50	44076	953	43615	933

Menționăm că pierderile de gaze din rețelele de distribuție și instalațiile de utilizare a gazelor sunt alcătuite din pierderi tehnice și aparente. Pierderile tehnice reprezintă volumul emisiilor de gaze din elementele sistemului de distribuție și instalațiilor de utilizare, cauzate de neetanșeitățile lor și condițiile de distribuție a gazelor naturale. Volumul pierderilor tehnice este obținut prin calcul cu utilizarea legilor fundamentale ale fizicii clasice și a teoriei fenomenologice, fiindcă partea lor considerabilă nu poate fi măsurată. La data de 31.12.2024 PRG,SRMG,PM comercial erau la deservire în număr de 3147 de unități.

Calculul pierderilor de gaze tehnologice conform Metodologiei aprobate prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 443/2020 nu ia în considerație pierderile de gaze naturale cauzate de erorile constructive ale echipamentelor de măsurare instalate la consumatorii finali și la Punctele de măsurare gaze între OSD/OST și alți OSD. În conformitate cu actele normative în vigoare și anume cele ce reflectă modalitatea, condițiile de verificare metrologică, a echipamentelor de măsurare cu pereți deformabili (cu membrană), este stabilit pragul de toleranță $Q_{\max}$ și $0,2Q_{\max}$ de $\pm 3\%$ și $Q_{\min}$ este între -6% + 3% . Contoarele supuse verificării metrologice periodice dacă se încadrează în intervalul erorilor admisibile obțin buletin metrologic care permite folosirea lor în scopuri comerciale, iar conform Metodologiei ANRE nr. 442/2020 SRL "Orhei-gaz" are ca sarcină diminuarea procentului de pierderi tehnologice de la 2,4% obținut în 2021 la 1,54% în anul 2026. Sarcina dată este imposibil de realizat atât timp cât actele normative permit darea în exploatare a echipamentelor de măsurare cu eroarea $\pm 3\%$ și -6% . (conform datelor statistice contoarele în procesul de verificare metrologică majoritatea înregistrează valori negative).

		Astfel, reieșind din cele relatate propunem de inclus în Metodologiei de calculare, de aprobare și de aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale, aprobată prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 443/2020 a următoarelor componente și anume: 1. Pierderile tehnice de gaze naturale cauzate de erorile constructive ale echipamentelor de măsurare instalate la consumatorii finali și la Punctele de măsurare gaze între OSD/OST și alți OSD cu o rată cuprinsă între 1,5-2,0%; 2. Pierderile tehnice cauzate de neetanșeitățile și emisiilor de gaze din elementele sistemului de distribuție și instalațiilor de utilizare cu o rată de 0,5 - 1,0 %.	
	„Ștefan-Voda Gaz” SRL Nr. 224 din 15.08.2025	Prin prezenta, ca urmare a examinării proiectului Hotărârii ANRE expus la consultare publică (scrisoarea nr.04-04/4219 din 30.07.2025) cu privire la modificarea Metodologiei de calculare, de aprobare și de aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale, aprobată prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 443/2020 (în continuare Metodologie) în cea ce privește determinarea volumelor pierderilor normative de gaze naturale, SRL „Ștefan Vodă gaz” intervine cu solicitarea de a revizui “Modul de determinare al consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție”. SRL „Ștefan Vodă-gaz”, pe parcursul ultimilor ani a întreprins un șir de măsuri tehnico-organizatorice în vederea prevenirii și micșorării pierderilor de gaze naturale cum ar fi: 1. Dotarea cu dispozitive moderne de înaltă sensibilitate, pentru monitorizarea stării rețelelor de gaze și detectarea scurgerilor de gaze. 2. Lucrări privind detectarea la timp, prevenirea dezvoltării și eliminarea defectelor în elementele sistemelor de distribuție a gazelor. 3. Înlocuirea contoarelor uzate din punct de vedere moral și fizic, precum și a celor nereparabile din sectorul casnic. 4. Înlocuirea contoarelor cu caracteristici metrologice scăzute. Înlocuirea contoarelor fără compensatoare de temperatură. 5. Instalarea sistemului pentru colectarea de date la distanță de pe radiomodule instalate la echipamentele de măsurare la consumatorii casnici în sectorul multietajat. 6. Implementarea/înlocuirea nodurilor de evidență tehnologice de măsurare a gazelor naturale, instalate la intrarea în așezările gazificate, pentru localizarea pierderilor de gaze. 7. Instalarea cutiilor de protecție din plastic la echipamentele de măsurare din sectorul casnic, pentru a preveni diverse tipuri de interferențe în funcționarea normală a acestora. Astfel, pe parcursul a ultimilor 4 ani (2021-2024), SRL Ștefan Vodă-gaz”, a diminuat consumul tehnologic și pierderile de gaze naturale în rețelele de distribuție de la 548056 m3 (în anul 2021) la 238971 m3 (în anul 2024), ceea ce constituie -309085 m3 sau o diminuare cu 56,4%. Pierderile efective pe întreprindere au diminuat constant și în anul 2024 nu au depășit pierderile actualizate de către Agenție, constituind 1,6%. După calculele estimative în anul 2025 pierderile efective nu vor depăși cele aprobate de Agenție.	Nu se acceptă. A se vedea răspunsul la propunerea SRL „Bălți-gaz”.

Consumului tehnologic a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție
în zona deservire SRL „Ștefan Vodă-Gaz”

	Anul	2021	2022	2023	2024	2025 estimativ
SRL „Ștefan Vodă Gaz”	Volum injectat/estimativ 2025	22481,492	15696,003	13243,200	14499,489	14260,518
	Pierderi Efective/estimativ 2025	548,056	405,491	301,013	238,971	238,971
	Pierderi Actualizate/aprobrate de ANRE 2025	453,024	405,491	270,318	273,495	251,162
	devieri	95,032	0	30,695	-34,524	-12,191
	%	2,44%	2,58%	2,27%	1,65%	1,68%

Dar vrem să menționăm că, trendul de micșorare a pierderilor normative cu 8% anual, conform valorilor normative stabilite de ANRE, bazate pe date statistice, nu reflectă situația reală în rețelele de distribuție gaze.”

Astfel conform calculelor estimative din anul 2026 Întreprinderea nu se va putea încadra în pierderile calculate conform metodologiei existente, deoarece % pierderilor calculate după metodologie vor tinde și vor fi mai mici ca erorile minime admisibile pentru ansamblul de echipamente de măsurare la consumatorii finali, unde Legislația permite exploatarea după verificare metrologică a contoarelor cu erori de până la -3% la Qmax și -6% la Qmin. Totodată, datele statistice denotă faptul că după câțiva ani de exploatare, între verificările metrologice periodice, contoarele de uz casnic lucrează în defavoarea operatorului sistemului de distribuție în raza manșei de eroare de -1-2 %.

În același timp, vrem să menționăm că metodologia existentă nu include Modul de determinare a pierderilor tehnice, cu principalii factori și parametri tehnici care le influențează pe acestea și nu depind de volumele de gaze distribuite - lungimea rețelelor, tipuri de rețele și instalații, starea tehnică a lor, erori de măsurare, ș.a.

Astfel la cele expuse mai sus, SRL „Ștefan Vodă-gaz” propune de a modifica/completa, “Modul de determinare al consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție” și anume:

- de a revizui parametrii de calcul utilizați în formule, care sunt bazați pe date statistice și anume, a coeficientului de stimulare pentru reducerea pierderilor de gaze naturale. Valoarea acestuia la moment, pentru SRL „Ștefan Vodă -gaz” este 1, în baza procentului real al pierderilor obținut în anul 2021. Se propune a micșorarea anual cu 0,1, coeficientul de stimulare, în baza rezultatelor de diminuare a pierderilor obținute în anii precedenți.

- A include suplimentar în Modul de determinare a pierderilor, principalii factori și parametri tehnici, care le influențează pe acestea și nu depind de volumele de gaze distribuite - lungimea rețelelor, tipuri de rețele și instalații, starea tehnică a lor, erori de măsurare, ș.a.

		Așadar, intervenim cu propunerea de a revizui Metodologia existentă, cu acceptarea modificărilor enumerate, altfel SRL „Ștefan Vodă-gaz” în anii viitori, nu se va putea încadra în pierderile calculate conform metodologiei existente și va suporta cheltuieli financiare nejustificate.	
	„Gagauz-gaz” SRL Nr. 425 din 14.08.2025	Администрация ООО «Гагауз-Газ» сообщает Вам, что на протяжении длительного времени наше предприятие работает над снижением объема технологического расхода и потерь природного газа в распределительных сетях. Так в период с 2011 по 2024 годы наше предприятие снизило объем технологического расхода и потерь природного газа в распределительных сетях на 2 343 209 m³ или 49,8 % (2011г. - 4 705 066, 2024г. - 2 361 857). В соответствии с Приложением к Методологии расчета, утверждения и применения регулируемых тарифов на услуги по распределению природного газа, утвержденного Постановлением НАРЭ №443 2020 от 24.11 2020г., объем технологического расхода и потерь природного газа в распределительных сетях ООО «Гагауз-Газ» на 2025 год составит 1 292 548 3 или 3,86 %, исходя из предполагаемого объема природного газа, который поступит в распределительную сеть нашего предприятия в 2025 году (33 493 000 m³). Также выполнены рекомендации полученные от НАРЭ 14.12.2023 года и произведен расчет технологических расходов и потерь природного газа в газовой установке небытового потребителя, подключенной к распределительной сети природного газа ООО «Гагауз-Газ», у которой измерительное оборудование не установлено в точке разграничения, в соответствии с Приложением №5³ к Положению о подключении к сетям природного газа и предоставлении услуг по передаче и распределению природного газа, утвержденному Постановлением НАРЭ №112/019. В результате расчета - объем природного газа составил 56 537 m³ в год. Проанализировав сложившуюся ситуацию, а именно причины значительной разницы между фактическими и утвержденными НАРЭ объемами технологического расхода и потерь в распределительных сетях нашего предприятия, напрашиваются следующие выводы и предложения: 1. Исходя из показателей распределения природного газа в 2024 году видно, что основная часть распределения (64,2%) приходится на бытовых потребителей, где сосредоточена основная часть потерь природного газа: а) погрешность измерительного оборудования (допустимая -6:+3) которая почти всегда отрицательная и в 29,9% измерительного оборудования вне метрологического допуска (за период 2011-2024 годы проверено 118583 счетчиков, находящихся у бытовых потребителей, из которых 35 490 или 29,9 % счетчиков не соответствовали метрологическим характеристикам и были либо отремонтированы, либо заменены); б) распределительные сети их протяженность, срок службы, потери, связанные с безопасностью распределения газа (сбросные клапана) и др. 2. За период 2011-2024гг” хочется отметить некоторые выполненные мероприятия, направленные на снижение потерь природного газа в распределительных сетях: а) у бытовых потребителей заменено 25 767 счетчиков с отрицательными метрологическими характеристиками;	Nu se acceptă. A se vedea răspunsul la propunerea SRL „Bălți-gaz”.

	б) установлено порядка 12 104 радиомодулей, что позволяет у 12 104 бытовых потребителей считывать показания и тем самым исключить формирование потерь, вызванных неодновременностью съема показаний. в) заменили 14,947 км стального газопровода высокого давления. 3. коэффициент «а» - среднегодовой темп снижения относительной величины общих потерь природного газа из распределительной системы ОРС, зафиксированный в период 2017 - 2021гг. в соответствии с фактическими данными по ООО «Гагауз-Газ» составляет 0,029 (расчет прилагается), что в разы больше установленного значения в Методологии - 0,08. Считаем, что среднегодовой коэффициент снижения потерь должен быть дифференцирован для каждого ОРС, так как каждая распределительная система отличается от других, в зависимости от фактического технического состояния газопроводов, связанных с ними установок и оборудования, а также среднего возраста находящихся в эксплуатации распределительных газопроводов. При этом получается, что чем больше потерь было сокращено нашим предприятием в предыдущем периоде, тем меньше будут потери за последующий период «а» выше). В результате расчетов выясняется, что значение стимулирующего коэффициент, а для снижения потерь природного газа, предложенное НАРЭ, невозможно достичь в период 2023-2026гг что будет по-прежнему вызывать финансовые потери ООО «Гагауз-Газ». В связи с вышеизложенным, просим в расчетах для ООО «Гагауз-Газ» на период 2023-2026 гг. использовать коэффициент «а» равен 0,029 4. Метод определения коэффициента «к» не ясен, и необходимо раскрыть процедуру установления коэффициента «к». Соответственно нельзя оценить достоверность и обоснованность применения значений «к». В то же время, исходя из положений ст. 99 абз. (3) п.п. d) Закона о газе для реализации механизмов стимулирования эффективности ООО «Гагауз-Газ» считает более целесообразным применение диапазона значений $k = 0,25 \div 1,0$ с шагом 0,25, исходя из реальной ситуации и предлагает значения коэффициента “k” изменить для нашего предприятия и изложить в следующей редакции: $X_{2021} \leq 2\% \Rightarrow k=0,25$; $2\% < X_{2021} \leq 3\% \Rightarrow k=0,50$; $3\% < X_{2021} \leq 4\% \Rightarrow k=0,75$; $X_{2021} > 4\% \Rightarrow k=1,0$; 5. Считаем, что применение коэффициента $^{(n - 2021)}$ к итоговому расчету поправочных коэффициентов процента потерь газа в числителе формулы (1) не аргументировано и должно быть исключено. Со временем коэффициент $^{(n - 2021)}$ сводит к нулю эффект стимулирующего коэффициента снижения потерь природного газа (k), так как к 2026 году указанный уровень повышается до «5». В то же время значение $V_{inj.RD(n)}$, который прямо пропорционален уровню технологического расхода и потерь, предлагаем его сохранить равным уровню 2021 года.	
--	--	--

		Исходя из вышеперечисленного было бы справедливо и правильно производить расчет технологического расхода и потерь природного газа в распределительных сетях на основании технических расчетов которые складываются из погрешности используемого измерительного оборудования и потерь в распределительных сетях и оборудовании.	
	„Ungheni-gaz” SRL Nr. 298 din 14.08.2025	Referitor la solicitarea nr.04-04/4219 din 30.07.2025 privind avizarea proiectului Hotărârii ANRE cu privire la modificarea Metodologiei de calculare, de aprobare și de aplicare a tarifelor reglementate pentru servicii de distribuție a gazelor naturale, aprobată prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr.443/2020 și Notei de fundamentare Vă informăm, că proiectul a fost examinat în cadrul întreprinderii și careva obiecții nu avem. Totodată, ținem să menționăm, că potrivit Hotărârii menționate Modul de determinare al consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție este elaborat în conformitate cu legislația în vigoare și are ca scop stabilirea trendului de reducere al consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție pe perioada valabilității Metodologiei tarifare, implementarea mecanismelor de stimulare a eficienței, reieșind din obiectivele stabilite și din volumele gazelor naturale injectate în rețelele de distribuție a gazelor naturale. Astfel, la aprobarea modificărilor în Metodologia de calculare, de aprobare și de aplicare a tarifelor reglementate pentru servicii de distribuție a gazelor naturale, aprobată prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr.443/2020 din 24.11.2020 propunem modificarea formulei nr. 1 a Anexei din Hotărârea respectivă conform abordărilor Anexei nr.53 a Hotărârii ANRE nr.112 din 19.04.2019 ținând cont și de condițiile de stare (presiune și temperatură).	Nu se acceptă. A se vedea răspunsul la propunerea SRL „Bălți-gaz”.
Pct.50	SRL „Rotalin Gaz Trading” nr. 462 din 14.08.2025	Metodologia tarifară în vigoare, aprobată de Agenție încă din anul 2020 necesită actualizare, întrucât nu mai reflectă realitățile curente ale pieței gazelor naturale. De exemplu, pct. 50 din Metodologie face referire la indicatorii din 2019 și 2020 , care nu mai sunt relevanți. Prin urmare, neactualizarea acestei metodologii la cerințele actuale va conduce la aprobarea tarifelor reglementate, care nu vor reflecta costurile reale și justificate ale operatorilor, ceea ce constituie o încălcare a legii privind gazele naturale din partea autorității de reglementare.	Se acceptă parțial A se vedea răspunsul la pct. 50 propunerile Camera de Comerț Americană din Moldova.
	SRL „Rotalin Gaz Trading” nr. 462 din 14.08.2025	...având în vedere specificul și anumite circumstanțe posibile în procesul de implementare a mecanismului de reconciliere, propunem completarea proiectului de hotărâre cu următoarele prevederi, esențiale pentru buna funcționare a acestuia, după cum urmează: <i>a) Pct. 55¹². În cazul în care OSD întârzie transferul plăților compensatorii de egalizare peste termenele stabilite la pct. 55⁵ din prezenta Metodologie, pentru suma restantă se aplică rata dobânzii de întârziere prevăzută la art. 942 și art. 874 din Codul civil al Republicii Moldova. Dobânda se calculează pentru fiecare zi calendaristică de întârziere, începând cu ziua imediat următoare a termenului limită de plată și până la data achitării efective. Penalitatea astfel calculată și achitată de către OSD care a generat deficitul se transferă către OSD, în favoarea căruia s-a constatat neachitarea la termen a plăților compensatorii.</i>	Nu se acceptă pct. 55¹² Introducerea unor penalități specifice, nu este obiectul unei Metodologii tarifare. Raporturile contractuale și obligațiile de plată între entitățile juridice sunt deja guvernate de cadrul legal primar (Codul Civil, Legea nr. 108/2016). Totodată, art. 99 ³ din alin. (9) stabilește aplicarea sancțiunilor financiare pentru entitatea de reconciliere, pentru neachitarea, achitarea cu întârziere sau achitarea incompletă a plății

		b) Pct. 55¹³. În cazul în care, în cadrul raporturilor de conciliere, se constată neachitarea la termen a plăților compensatorii de egalizare de către una dintre OSD, acestea îi este interzisă utilizarea fondurilor proprii pentru finanțarea programului investițional, a investițiilor capitale, precum și a lucrărilor de reparație capitală, până la achitarea integrală a datoriilor restante aferente plăților compensatorii, inclusiv a penalităților calculate conform pct. 55¹² din prezenta Metodologie. c) Pct. 55¹⁴. În scopul asigurării transparenței, Entitatea de reconciliere este obligată să publice lunar, până cel târziu la data de 10 a lunii următoare celei de plată, pe pagina sa web oficială, precum și să transmită în adresa ANRE un raport privind situații financiare de plăți compensatorii de egalizare. Acest raport trebuie să conțină informații pentru Entitatea de reconciliere și pe fiecare OSD, referitoare la decontările reciproce efectuate între acestea în perioada de raportare, în cadrul aplicării tarifului uniform de distribuție a gazelor naturale, după cum urmează: mărimea calculată a plăților compensatorii de egalizare, mărimea plăților efectiv transferate către Entitatea de reconciliere și efectiv încasate de către beneficiari, datele efectuării transferurilor, sumele restante de plată, precum și mărimea penalităților calculate conform pct. 55¹² din prezenta Metodologie. d) Pct. 55¹⁵. Entitatea de reconciliere, în funcție de suma acumulată a plăților compensatorii de egalizare pentru perioada de raportare respectivă, este obligată să asigure transferarea acestor plăți în adresa tuturor OSD desemnate în calitate de beneficiari ai acestora. Este interzisă efectuarea plăților preferențiale, selective sau parțiale în favoarea unor OSD, cu excepția cazurilor expres prevăzute de legislația în vigoare sau de deciziile speciale ale ANRE.	compensatorii de egalizare de către entitatea pentru reconciliere către un operator al sistemului de distribuție. Metodologia este menită să stabilească mecanismul de calcul și obligația de plată, nu și remediile juridice civile pentru neexecutare. Nu se acceptă pct. 55¹³ Măsura propusă este disproporționată și aduce un risc major la adresa securității aprovizionării cu gaze. Oprirea programelor investiționale și a reparațiilor capitale, ca formă de sancțiune, ar putea duce la degradarea rețelelor și ar pune în pericol siguranța și continuitatea serviciului de distribuție pentru consumatorii finali, ceea ce contravine obiectivelor fundamentale ale Legii nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale. Nu se acceptă pct. 55¹⁴ Aspectele privind raportarea activității entității de reconciliere vor fi prevăzute în Instrucțiunea la Hotărârea ANRE nr. 231/2023 privind aprobarea Sistemului de informații în baza căruia titularii de licențe din sectorul gazelor naturale prezintă rapoarte ANRE, care va fi completată în corespundere cu modificările Legii 108/2016 – până la 31.12.2025. Nu se acceptă pct. 55¹⁵ Pct. 55⁸ și pct. 55¹² asigură eliminarea oricărui aspecte de discriminare.
	SRL „Rotalin Gaz Trading”	 considerăm oportună și justificată aprobarea de către ANRE a unui Contract-tip cu caracter obligatoriu, ce urmează a fi încheiat între Entitatea de reconciliere și fiecare operator al sistemului de distribuție implicat.	Nu se acceptă Drepturile și obligațiile părților implicate în mecanismul de reconciliere, inclusiv

nr. 462 din 14.08.2025		Contractul-tip, trebuie să aibă o formă unică, clară și standardizată, care să prevadă în mod expres și mai detaliat obiectul și natura raporturilor juridice dintre Entitatea de reconciliere și fiecare OSD, drepturile și obligațiile părților, procedura de executare a obligațiilor asumate, modalitățile de soluționare a eventualelor litigii, procedura de sancționare pentru neîndeplinirea obligațiilor, precum și orice alte clauze esențiale, care sunt necesare pentru asigurarea unei aplicări eficiente și coerente a mecanismului de reconciliere. Totodată, până aprobarea Contractului-tip, ca anexă la Metodologia nr. 443/2020, proiectul acestuia trebuie supus consultărilor publice și discuțiilor cu participarea tuturor părților implicate, în vederea obținerii unei forme finale care să asigure respectarea deplină a drepturilor și protejarea intereselor legitime ale participanților la mecanism de reconciliere.	obiectul, natura raporturilor juridice, obligațiile de executare și procedurile, sunt deja stabilite exhaustiv prin legislația primară (Legea nr. 108/2016) și prin prevederile prezentei Metodologiei. Un contract-tip posibil ar dubla prevederile existente și ar genera o sarcină administrativă, fără a adăuga valoare reglementării. Consultările publice se desfășoară pentru proiectul Metodologiei tarifare, care și reprezintă actul normativ de bază.
SRL „Rotalin Gaz Trading” nr. 462 din 14.08.2025		Având în vedere faptul că, în perioada imediat următoare, o mare parte din rețelele de distribuție a gazelor naturale operate de operatorii de distribuție vor atinge Durata de Funcționare Utilă (DFU), stabilită conform legislației în vigoare, iar la acel moment Valoarea netă a investițiilor realizate anterior (VNA), va ajunge aproape la zero, se va crea o situație în care, potrivit cadrului metodologic actual, nu va fi posibilă prelungirea duratei reglementate de funcționare a acestor active. În consecință, nu va putea fi asigurată obținerea unei profitabilități sau rentabilități pentru investitor din investițiile aferente acestor active considerabile, în pofida faptului că rețele de distribuție se regăsesc într-o stare tehnică foarte bună, fiind perfect funcționale, care continuă să deservească consumatorii săi finali. În aceste condiții, în care, infrastructura este perfect funcțională, utilizată în mod activ și fiabil, operatorii sistemelor de distribuție suportă costuri operaționale curente fără a beneficia de o remunerare justificată, bazată pe capital propriu. Această situație face neatractivă, din punct de vedere financiar, exploatarea continuă a acestor active. Situația descrisă generează o provocare strategică majoră pentru investitori, care trebuie fie să identifice soluții pentru restabilirea viabilității economice, fie să gestioneze consecințele încetării activității și ale întreruperii furnizării continue a serviciului. Problematică Abordarea actuală generează mai multe dificultăți pentru sector, după cum urmează: a) reducerea stimulentei pentru utilizarea eficientă și pe termen lung a activelor; b) scăderea atractivității investițiilor străine în sectorul energetic al țării, întrucât investitorii iau în calcul veniturile viitoare potențiale, iar lipsa remunerației pentru activele complet amortizate reduce rata planificată a profitabilității; c) riscul subfinanțării lucrărilor de întreținere și modernizare; d) distorsiuni ale stimulentei, deoarece operatorii pot fi determinați să înlocuiască prematur activele pentru a le reintegra în baza reglementată a activelor (RAB). 10.2. Scopul propunerii: Propunem modificarea Metodologiei actuale a ANRE prin introducerea prevederilor legale care se permită amortizarea continuă, în unele cazuri, a activelor complet amortizate, dar care continuă să fie utilizate în cadrul prestării serviciilor reglementate.	Nu se acceptă Propunerea nu este conformă principiului fundamental al tarifelor justificate, bazate pe costuri și principiul protecției consumatorilor (Art. 7, Legea nr. 108/2016). Art. 99 din Legea nr. 108/2016 prevede că Metodologiile tarifare trebuie să includă: a) liniuța a 4-a „-cheltuielilor privind amortizarea mijloacelor fixe și a imobilizărilor necorporale, calculate în baza costului de intrare la data dării în exploatare și a costurilor ulterioare capitalizate aprobate de Agenție, asigurându-se că valoarea acestora va fi recuperată prin prețurile, tarifele reglementate doar o singură dată;”. Activele cu VNA=0 se consideră deja recuperate integral de la consumatori prin amortizarea inclusă în tarifele anterioare. Re-includerea lor în Baza Reglementată a Activelor la valoarea de înlocuire, cu aplicarea WACC, ar obliga consumatorii să plătească a doua oară pentru aceleași active, plus un profit nejustificat, ceea ce creează un posibil risc de dublă remunerare. Costurile operaționale menționate sunt deja recunoscute și incluse în componenta

		10.3. Bază legală: • legea nr. 174/2017 cu privire la energetică, conferă ANRE competența de a aproba metodologii tarifare, inclusiv definirea veniturilor admisibile ale operatorilor, pe baza principiilor de justificare economică și sustenabilitate pe termen lung; • legislația UE precum și practicile ACER prevăd că autoritățile de reglementare pot acorda remunerație pentru activele complet amortizate, dacă acestea continuă să fie utilizate, pentru a evita scoaterea prematură din exploatare a activelor funcționale din punct de vedere tehnic; • în mai multe state membre UE (de exemplu, România, Italia, Portugalia), metodologiile actuale prevăd acordarea unei rate de remunerație asupra activelor la cost de înlocuire sau valoarea reevaluată a acestora, chiar și după amortizarea contabilă completă. 10.4. Practica Europeană: • în România, conform metodologiei ANRE, activele complet amortizate, dar încă utilizate în proces, sunt incluse în baza reglementată conform valorii reevaluate, cu aplicarea unei rate de remunerație; • în Italia, tarifele reglementate includ remunerația pentru activele amortizate, dacă acestea sunt considerate necesare pentru continuarea furnizării serviciului; • în Portugalia, baza reglementată a activelor este actualizată prin reevaluare, permițând păstrarea remunerației pentru activele rămase în exploatare. 10.5. Propuneri de modificare a Metodologiei: Propunem introducerea în Metodologie a unei prevederi care să stipuleze că activele complet amortizate, dar care continuă să fie utilizate în furnizarea serviciilor reglementate, să fie incluse în calculul veniturilor admisibile la costul de înlocuire sau la o altă valoare stabilită reglementar, cu aplicarea unei rate de remunerație (WACC). 10.6. Justificare: Implementarea acestui mecanism va asigura: • sustenabilitatea pe termen lung a furnizării serviciilor cu păstrarea și dezvoltarea infrastructurii existente; • atragerea investițiilor străine în sectorul energetic prin sporirea predictibilității veniturilor planificate; • reducerea stimulentei pentru înlocuirea prematură a activelor, optimizând astfel cheltuielile de capital; • alinierea metodologiei naționale la practicile UE și recomandările ACER; • o distribuție echitabilă a veniturilor între operatori, indiferent de vechimea activelor acestora.	venitului admisibil în componenta costurilor de bază. Propunerea confundă recuperarea costurilor operaționale cu remunerarea capitalului (WACC), aspect care se aplică strict componentei capitalului investit și nerecuperat. De asemenea implementarea unui astfel de model ar descuraja în timp investițiile în modernizarea rețelelor, operatorii fiind satisfăcuți să mențină și să exploateze actiele vechi indiferent de eficiența lor tehnică, doar pentru a extrage profit. Modelul costului de înlocuire propus (Replacement Cost Accounting) reprezintă un model complex de diferențiere ale activelor întreprinderii și de regulă se utilizează în țările cu o infrastructură de distribuție a gazelor naturale bine dezvoltată, accentul fiind pus pe întreținerea și menținerea funcționalității activelor utilizate activitatea OSD. Modelul costului istoric (utilizat în prezent) este unul simplu, transparent și obiectiv, pe când modulul costului de înlocuire poate fi deseori considerat sau interpretat a fi subiectiv și complex, procesul de reevaluare a mii de km de rețea fiind costisitor și dificil de auditat, creând posibilități de dispute și interpretări de „valoare corectă”. Nu în ultimul rând aplicarea unei astfel de abordări ar duce la imediata creștere semnificativă a tarifelor pentru serviciul de distribuție.
	“SD Energy Engineering Group” SRL	Lipsa de propuneri și obiecții Aviz nr. 120 din 14.08.2025	
	„Dynamic Gas Group” SRL	Lipsa de propuneri și obiecții Aviz Nr.29 din 14.08.2025	

	Inspectoratul de Stat Pentru Supravegherea Produselor Nealimentare și Protecția Consumatorilor	Lipsa de propuneri și obiecții Aviz Nr. 27/09-2608 din 08.08.2025	
	Consiliul Concurenței	Lipsa de propuneri și obiecții Aviz nr. DJ-06/580-1368 din 19 august 2025	
	Ministerul Justiției	În denumirea și tot textul proiectului de hotărâre, abrevierea „ANRE” se va expune desfășurat. Or, se va ține cont că, potrivit art. 54 alin. (1) lit. i) al <i>Legii nr. 100/2017 cu privire la actele normative</i> exprimarea prin abrevieri a unor denumiri sau termeni se poate face numai după explicarea acestora în text, la prima folosire (observație valabilă și pentru alte abrevieri din proiectul hotărârii, cum ar fi „CEER”). În clauza de adoptare considerăm oportun a fi inclus în calitate de temei legal și art. 98 alin. (5¹) al <i>Legii nr. 108/2016</i>. Potrivit acestuia, „tariful uniform de distribuție a gazelor naturale prevăzut la art. 99³ se stabilește în conformitate cu metodologia de calculare, aprobare și aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale, care reflectă cerințele stabilite la art. 99³ . La pct. 1, cu titlu de remarcă generală, referitor la numerotarea subpunctelor, menționăm că, potrivit art. 52 alin. (3) al <i>Legii nr. 100/2017</i>, acestea se numerează prin adăugarea consecutivă a cifrelor arabe, până la gradul de detaliere necesar. În acest sens, dispozițiile subpunctelor se vor numerota în următorul mod: 1.1., 1.2., 1.3., 1.4., etc. În cazul unei divizări mai complexe, cum ar fi cazul dispozițiilor numerotate în proiect cu subpct. 1), acestea se vor numerota prin 1.1.1, 1.1.2 și 1.1.3, pentru fiecare modificare propusă (asemenea divizări sunt necesar a fi realizate și în cazul subpct. 3), 13) și 14), cu indicarea gradului de detaliere necesar pentru fiecare caz în parte). În continuare, ne vom expune conform numerotării expuse în proiect. La subpct. 1): În partea ce vizează completarea pct. 2 cu subpct. 9) din <i>Metodologie</i>, subdiviziunile acestuia numerotate prin 9.1- 9.4 vor respecta vechea numerotare a alineatelor, ținând cont de numerotarea realizată în <i>Metodologia</i> supusă modificării. Astfel, dispozițiile numerotate prin subpct. 9.1- 9.4, sugerăm a fi numerotate prin lit. a) - d). La subpct. 3), care prevede modificări la pct. 9 din <i>Metodologie</i>: În prima dispoziție a subpunctului, cuvintele „prima propoziție” propunem a fi substituite cu cuvintele „partea introductivă”.	Se acceptă.

		Aferent noțiunilor propuse spre completare în pct. 9, menționăm că având în vedere că în pct. 9 noțiunile nu sunt expuse în ordine alfabetică, precum și ținând cont că, potrivit regulilor tehnicii legislative, completarea unui punct sau alineat, fără a specifica ordinea în care se inserează cuvintele, semnifică, conform regulii generale de tehnică legislativă, completarea textului la sfârșitul acestuia, precizarea „după noțiunea „ajustarea tarifului”” se recomandă a fi exclusă, ca fiind inutilă. Subsecvent, în partea ce vizează definirea noțiunilor „tarif uniform de distribuție a gazelor naturale” și „entitate pentru consiliere” se recomandă excluderea acestora, ținând cont de faptul că acești termeni sunt definiți în art. 2 al <i>Legii nr. 108/2016</i>. Mai mult, chiar și reglementarea propusă pentru partea introductivă a pct. 9 stabilește că „9. În sensul Metodologiei se utilizează noțiunile definite în Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale”. În partea ce vizează dispozițiile privind distingerea tipurilor de tarife uniforme de distribuție a gazelor naturale prevăzute în definirea termenului „tarif uniform de distribuție a gazelor naturale” acestea recomandăm a fi indicate în textul <i>Metodologiei</i>, într-un punct distinct. Dispozițiile subpct. 4) și 5) necesită a fi comasate, având în vedere că ambele prevăd modificări în pct. 15 al <i>Metodologiei</i>, utilizând formularea „la punctul 15:”, cu divizarea ulterioară a modificărilor propuse în alineate distincte numerotate, conform art. 52 alin. (3) al <i>Legii nr. 100/2017</i>. În partea ce vizează formula propusă în pct. 15 pentru determinarea prețului reglementat mediu ponderat anual pentru furnizarea de ultimă opțiune a gazelor naturale, considerăm necesar a stabili semnificația indicelui „Vj”. În subpct. 6), în redacția propusă pentru pct. 15¹ se vor detalia cuvintele „anumitor consumatori finali”, întru asigurarea clarității și preciziei normei. În subpct. 7), a doua și a treia utilizare a cuvântului „textul” se va substitui cu cuvântul „cuvintele”. Se va ține cont că, la schimbarea unor cuvinte din conținutul textului unui act normativ, pentru exprimarea corectă, se menționează despre substituirea „cuvintelor” respective, iar la schimbarea unor cifre/semne și cuvinte din conținutul textului unui act normativ, se menționează despre substituirea „textului” respectiv. În subpct. 10), considerăm necesar a expune în redacție nouă întreaga formula (21) cu toate definițiile indicilor incluși în această formulă. Or, formula (21) în redacția în vigoare conține alți indici (de ex. indicele „r_i” în formula propusă nu mai există, motiv pentru care necesită a fi exclus, or, prin intervenția normativă trebuie să se înțeleagă clar la ce formulă are loc modificarea/excluderea). În partea ce ține de indicele „Kd”, el este parte componentă a formulei (22), motiv pentru care este necesar a specifica concret la ce formulă se intervine cu modificare. La subpct. 12), aferent redacției propuse pentru secțiunea 7¹ din <i>Metodologie</i>:	
--	--	--	--

	În redacția pct. 55¹, diviziunile numerotate prin lit. a) – c) sugerăm a fi însemnate prin subpct. 1) - 3), în vederea respectării uzanțelor de numerotare a dispozițiilor normative (observație valabilă și pentru subdiviziunile pct. 55⁵). La formulele (29)-(34) este necesar a identifica semnificațiile tuturor indicilor utilizați în aceste formule. Potrivit redacției pct. 55¹⁰, „în cazul în care la expirarea a 15 zile, de la data indicată la pct. 55⁶ din prezenta Metodologie, se constată neachitarea plăților compensatorii de egalizare de către OSD, entitatea pentru reconciliere va contracta împrumuturi bancare sau alte împrumuturi de mijloace bănești pentru acoperirea deficitului înregistrat”. În acest context, se va analiza suplimentar dacă această acțiune este valabilă indiferent de circumstanțele și motivele neachitării la timp a plăților compensatorii de egalizare de către OSD către entitatea pentru reconciliere, având în vedere dispozițiile pct. 55⁶, care prevede că „în cazul în care rezultatul obținut conform formulelor (29) - (34) este pozitiv (+), OSD va achita plata compensatorie de egalizare către entitatea pentru reconciliere în mărimea respectivă, până la data de 20 a lunii, pentru volumele distribuite în luna precedent”. La pct. 55¹⁰, 55¹¹ și 55¹³ se vor exclude cuvintele „din prezenta Metodologie”, ținând cont de dispozițiile art. 55 alin. (4) al <i>Legii nr. 100/2017</i>. Potrivit acestora, în cazul în care se face trimitere la o normă juridică care este stabilită în același act normativ sau element structural, pentru evitarea reproducerii acesteia, se face trimitere la norma juridică relevantă fără a se preciza că aceasta face parte din același act normativ sau element structural. Suplimentar, la secțiunea 7¹ subliniem că, potrivit art. 98 alin. (5¹) lit. e) al <i>Legii nr. 108/2016</i>, tariful uniform de distribuție a gazelor naturale se stabilește în conformitate cu metodologia de calculare, aprobare și aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale și include inclusiv mecanismul de recuperare a oricărui deficit tarifar înregistrat ca urmare a achitării cu întârziere sau a neachitării plăților compensatorii de egalizare de către operatorii sistemelor de distribuție. În urma celor reglementate, se consideră că în secțiunea 7¹ a <i>Metodologiei</i> acest aspect este insuficient reglementat. La subpct. 13), pentru înțelegerea justă a modificărilor propuse, se recomandă ca pct. 56 să fie expus integral în redacție nouă. La subpct. 14) atragem atenția că, în pct. 57 cuvântul „tarifelor” individual nu se utilizează, ci este însoțit de cuvântul „reglementate”. Prin urmare, se va prevedea că, în tot textul pct. 57 cuvintele „tarifele reglementate”, la orice formă gramaticală, se substituie cu textul „tarifele/veniturile reglementate”, la forma gramaticală corespunzătoare. La subpct. 15), textul „punctul 62, punctul 63, punctul 64” se va substitui cu textul „punctele 62-64”. Se va reține că într-o enumerare de referințe denumirea elementului structural nu se repetă.	Metodologia se aplică coroborat cu prevederile art. 93³ Legii nr. 108/2016 (9) OSD informează, fără întârziere, Agenția în cazul în care entitatea pentru reconciliere a întârziat achitarea plății compensatorii de egalizare către OSD respectiv sau în cazul în care plata compensatorie de egalizare a fost achitată parțial. Pentru neachitarea, achitarea cu întârziere sau achitarea incompletă a plății compensatorii de egalizare de către entitatea pentru reconciliere către un OSD, Agenția aplică sancțiunea financiară prevăzută la art.113 alin.(1¹) lit.b). <i>Agenția aplică, prin hotărâre, sancțiuni în mărime de cel puțin 0,5% din cifra de afaceri anuală a titularilor de licențe pentru încălcarea obligațiilor, manifestată prin neîndeplinirea, îndeplinirea cu întârziere sau îndeplinirea necorespunzătoare de către entitatea pentru reconciliere a atribuțiilor stabilite la art.99³, inclusiv a obligației privind achitarea în termen și conform cuantumului stabilit a plății/plăților compensatorii de egalizare către operatorii sistemelor de distribuție.</i>
--	--	---

		<i>La subpct. 17)</i>, textul „aprobată prin Hotărârea ANRE nr. 443/2020” se va exclude, ca fiind inutil. Totodată, nu este clară intenția de modificare a pct. 4 din anexa la <i>Metodologie</i>, întrucât în acest punct cuvintele „se abrogă” care se doresc a fi excluse, nu există.	
--	--	--	--