

*Performanța privind implementarea strategiilor și politicilor în  
domeniul investițiilor și producției de gaze naturale*



# C U P R I N S

Acronime	pag. 3
Sumar executiv	pag. 4
<b>I. Prezentarea misiunii de audit și a contextului internațional privind gazele naturale</b>	pag. 6
<b>II. Sinteza principalelor constatări</b>	pag. 11
1. Evaluarea gradului de îndeplinire a obiectivelor stabilite prin strategiile și politicile din sectorul gazelor naturale	pag. 11
1.1 Strategia și politica energetică a României	pag. 11
1.2 Gradul de îndeplinire a obiectivelor de investiții din Strategia Energetică	pag. 13
1.3 Realizarea obiectivelor stabilite în sectorul gazelor naturale prin Programele de guvernare	pag. 17
2. Nivelul producției, consumului și soldul import-export de gaze naturale	pag. 19
3. Analiza investițiilor prevăzute și realizate în sectorul gazelor naturale în vederea dezvoltării producției	pag. 25
3.1 Realizarea lucrărilor în etapa de explorare	pag. 25
3.2 Realizarea lucrărilor în etapa de dezvoltare-exploatare și exploatare	pag. 33
4. Investițiile realizate în vederea dezvoltării și creșterii gradului de siguranță în rețelele de gaze naturale, precum și în dezvoltarea depozitelor de înmagazinare	pag. 36
4.1 Analiza lucrărilor prevăzute și realizate în sectorul gazelor naturale în vederea dezvoltării și creșterii gradului de siguranță în rețelele de gaze naturale	pag. 36
4.1.1. Exercițarea calității de autoritate concedentă de către Ministerul Energiei	pag. 39
4.1.2. Exercițarea calității de autoritate concedentă de către autoritățile administrațiilor publice locale din cadrul UAT-urilor	pag. 41
4.1.3. Analiza gradului de realizare al lucrărilor de mentenanță, modernizare și dezvoltare a rețelelor de distribuție	pag. 43
4.2 Analiza gradului de realizare al lucrărilor de mentenanță, modernizare și dezvoltare a rețelelor de transport	pag. 43
4.3 Analiza investițiilor pentru dezvoltarea depozitelor de înmagazinare	pag. 45
<b>III. Recomandările formulate în urma misiunii de audit al performanței</b>	pag. 49
Glosar de termeni	pag. 53

Sursa foto copertă: <https://www.istockphoto.com>

## ACRONIME

**ANRE** – *Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei*

**ANRM** – *Agenția Națională pentru Resurse Minerale*

**BRM** – *Bursa Română de Mărfuri*

**HG** - *Hotărâre a Guvernului*

**IEA** – *Agenția Internațională a Energiei*

**MC** – *metru cub*

**ME** – *Ministerul Energiei*

**MDLPA** - *Ministerului Dezvoltării, Lucrărilor Publice și Administrației*

**OUG** - *Ordonanța de Urgență a Guvernului*

**PMP** – *Preț mediu ponderat*

**POIM** – *Programul Operațional Infrastructură Mare*

**SEN** – *Strategia Energetică Națională*

**SNT** – *Sistemul Național de Transport gaze naturale*

**UAT** – *Unitate Administrativ Teritorială*

**Wh** – *Watt-oră - unitate de măsură pentru energie, egală cu cantitatea de energie transferată de un proces care dă sau primește o putere de un watt timp de o oră. (1 Megawatt-oră (MWh) = 1000 kWh; 1 Gigawatt-oră (GWh) = 1000 MWh; 1 Terawatt-oră (Twh) = 1000 GWh)*

### De ce a efectuat Curtea de Conturi acest audit?

Necesitatea efectuării misiunii de audit a fost determinată de rolul pe care gazele naturale îl au în cadrul tranziției energetice, ceea ce implică utilizarea la scară largă a acestui tip de combustibil și determină importanța realizării investițiilor în acest sector, în scopul descoperirii de noi rezerve și pentru creșterea gradului de valorificare a potențialului existent, dar și pentru dezvoltarea și re tehnologizarea rețelelor și a depozitelor de gaze naturale.

### Principalele obiective ale auditului performanței au fost următoarele:

- evaluarea gradului de îndeplinire a obiectivelor stabilite prin strategiile și politicile din sectorul gazelor naturale;
- modul de realizare a programelor de investiții în sectorul producției de gaze naturale;
- analiza investițiilor realizate în vederea dezvoltării și creșterii gradului de siguranță în rețelele de gaze naturale, precum și în dezvoltarea depozitelor de înmagazinare.

2023

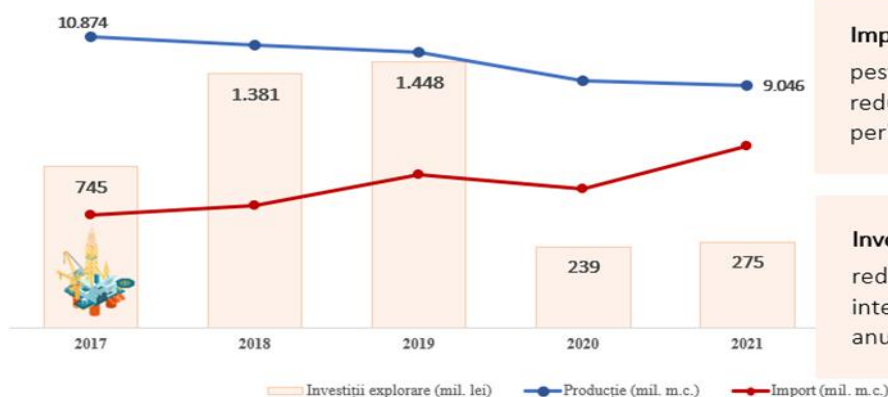
**Obiectivele stabilite în sectorul gazelor naturale nu au fost integral realizate, iar investițiile efectuate nu au condus la creșterea producției**

### Ce a constatat Curtea de Conturi?

- **România nu are încă o Strategie energetică națională aprobată**, document strategic care să definească obiectivele sectorului gazelor naturale pe termen mediu și lung și modalitățile de realizare a acestora, în condițiile asigurării unei dezvoltări durabile a economiei naționale.

- **Deși au trecut peste 15 ani de la data aprobării Strategiei energetice a României (2007, în vigoare până în anul 2020), prin care au fost prevăzute investiții în sectorul gazelor naturale, în valoare totală de 1.527 milioane euro, obiectivele stabilite nu au fost integral realizate**, iar la unele dintre acestea s-a renunțat, fapt care a scos în evidență necesitatea monitorizării și revizuirii acestui document strategic.

- **Producția de gaze naturale realizată la nivel național a înregistrat un trend descendent, de la 10.874,34 milioane m<sup>3</sup>, în anul 2017, la 9.046,72 milioane m<sup>3</sup>, în anul 2021, acesta reprezentând cel mai redus nivel al producției înregistrat în ultimul deceniu. Cel mai important declin al producției de gaze naturale a fost înregistrat în intervalul 2019-2020, perioadă în care producția a scăzut cu 10,42%, în termeni absoluți cu 1.071,3 milioane m<sup>3</sup>. Datorită volumului superior de gaze din import, la nivel național a fost înregistrat un deficit al soldului balanței comerciale de 2.056,3 milioane euro (import de 2.335,8 milioane euro - export de 279,5 milioane euro), în intervalul 2017-2021.**



Importul de gaze a crescut de peste **3 ori** în contextul reducerii producției interne în perioada 2017-2021

Investițiile în explorare s-au redus de peste **5 ori** în intervalul 2020-2021 față de anul 2019

- **ANRM nu a inițiat apeluri publice de ofertă pentru concesionarea operațiunilor petroliere**, deși a fost remarcată existența unor **zone geografice libere pentru concesionarea de operațiuni petroliere (68 de perimetre în care nu se desfășoară operațiuni petroliere)**, ultimul apel public fiind organizat în intervalul 2009-2010.

- În perioada 2017-2021, **valoarea investițiilor efectuate de titularii de acorduri petroliere pentru perioada de explorare a avut o evoluție ascendentă** în prima parte a intervalului fiind înregistrată o creștere cu 99,78%, respectiv de la 745,15 milioane lei, în anul 2017, la 1.488,69 milioane lei, în anul 2019, după care **a fost înregistrată o scădere accentuată de peste 5,4 ori**, până la valoarea de 275,45 milioane lei, în anul 2021.

- **Din cele 20 de perimetre** pentru care în intervalul 2011-2015 au fost încheiate Acorduri de concesiune petrolieră, **numai în cazul a șase perimetre Acordurile se aflau în derulare**, iar în restul de 14 perimetre acordurile au încetat sau erau în diverse faze de încetare (titulari în faliment – 2; titulari radiati – 2; decizii de încetare a concesiunii – 4 ; perioade de explorare expirate – 6), fapt ce scoate în evidență lipsa unor pârgii eficiente de analiză a capacității financiare a operatorilor la momentul acordării concesiunii.

- **Investițiile în extinderea rețelelor de distribuție gaze naturale** nu au fost finalizate în toate cazurile la termenele convenite, fiind constatate situații în care proiectele **nu au fost puse în funcțiune la aproape 10 ani de la data stabilită pentru finalizarea investițiilor**. Totodată, au fost identificate situații în care **lucrările de înființare/dezvoltare/ reabilitare a sistemelor de distribuție nu au fost demarate** în zonele concesionate, fapt nerealizat nici după acordarea unor prelungiri, context în care **contractele de concesiune a serviciului public de distribuție a gazelor naturale au fost reziliate**.

- Sistemul Național de Transport gaze naturale a înregistrat o majorare a numărului de componente, în special în ceea ce privește lungimea conductelor magistrale de transport (+6,81%, respectiv 906,55 km) și numărul stațiilor de odorizare (+18,88%, respectiv 163 stații). Deși gradul de realizare al lucrărilor prevăzute în infrastructura de transport gaze naturale a crescut de la 13,90%, în anul 2017, la 83,57 %, în anul 2020, s-a remarcat necesitatea realizării investițiilor în ceea ce privește modernizarea SNT întrucât o serie dintre componentele rețelei înregistrează o durată de funcționare ridicată, așa cum este și cazul conductelelor de transport care au în proporție de 59,01% o durată de funcționare efectivă mai mare de 40 de ani, sau a stațiilor de reglare măsurare care au în proporție de 44,98% o durată de funcționare efectivă mai mare de 20 de ani.

- **Investițiile pentru dezvoltarea depozitelor de înmagazinare** nu au fost realizate la nivelul programat, valoarea cumulată a lucrărilor de investiții programate a fi realizate a fost 332.625,57 mii lei, fiind înregistrat un **grad mediu de realizare de 57,54%**, respectiv au fost realizate lucrări de investiții în valoare de 191.408,78 mii lei. În aceste condiții, **performanțele depozitelor nu au înregistrat îmbunătățiri**, întrucât capacitatea de înmagazinare a scăzut cu 3,15%, debitul de injecție a rămas constant, iar debitul mediu de extracție a scăzut cu 7,2%.

Pentru remedierea deficiențelor, s-au formulat o serie de recomandări instituțiilor auditate. Progresul procesului de ducere la îndeplinire a recomandărilor formulate va fi monitorizat prin viitoare misiuni de follow-up.



## I. Prezentarea misiunii de audit și a contextului internațional privind gazele naturale

România s-a situat, chiar de la începuturile extracției de gaze, pe primele locuri în Europa și în lume în privința producției anuale (zeci de ani situându-se pe poziția a treia sau a patra), a capacității de prelucrare, transport sau export de gaze naturale. De altfel, în România s-au înregistrat nenumărate premii tehnice privind utilizarea gazelor naturale în industria chimică, transportul sau distribuția prin conducte, înmagazinare sau tehnologii inovatoare de forare. Gazul metan românesc era cel mai pur din lume (compoziție: peste 99% metan și cantități mici de sulf sau gaze anorganice), ceea ce impunea folosirea rațională și prelucrarea superioară pentru obținerea de produse prin sinteze fine, cu valoare adăugată mare (Academia Română, 2019<sup>1</sup>).

La nivel mondial, ulterior încheierii Acordului de la Paris (4 noiembrie 2016), multe națiuni și-au stabilit obiective ambițioase pentru a stabili și a reduce emisiile de carbon, în vederea atenuării schimbărilor climatice.

**Gazele naturale**, datorită faptului că generează aproximativ jumătate din efectele poluante cu CO<sub>2</sub> în raport cu alți combustibili fosili, **sunt considerate un combustibil de tranziție** în parcursul pe care sursele regenerabile îl au pentru a corespunde sectorului energetic. Rolul pe care gazele naturale îl au în a face tranziția dintre combustibilii fosili și combustibilii și tehnologii cu emisii reduse, este important întrucât acestea pot atenua provocările pe care

sursele regenerabile le întâmpină în sectorul energetic.

2020	Prin ieșirea Marii Britanii din Uniunea Europeană, România urcă de pe locul 3 pe locul 2 în topul celor mai mari producători de gaze naturale din UE, după Olanda, producția medie anuală fiind de circa 10 mld mc.
2012	Descoperirea unui important zăcămint de gaze naturale în Marea Neagră
1996	Semnarea Convenției între România și Federația Rusă, pentru dezvoltarea unor noi puncte de import, creșterea cantității de gaze importate și a capacității de tranzit a gazelor pe teritoriul României, pentru Turcia, Grecia și alte țări din Balcani
1990	România ocupa locul al 7-lea în lume, cu o producție de 28,2 mld mc de gaze naturale, ceea ce reprezenta 1,51% din producția mondială.
1959	România devenea prima țară exportatoare de gaze naturale din Europa, exportând în Ungaria
1958	Se construiește primul depozit de înmagazinare a gazelor naturale din România, la Ilimbav, județul Sibiu
1927	Montarea primei stații de comprimare a gazelor naturale din Europa, la Sărmășel
1917	Orașul Turda devenea primul oraș din Europa iluminat cu gaz natural
1914	Finalizarea primei conducte în lungime de 55 km și diametrul de 153 mm de la Sărmășel la Turda
1908	A fost descoperit un depozit de gaz metan în zona Sărmășel, județul Mureș

<sup>1</sup> Academia Română, *Noua enciclopedie a României. Cunoașterea enciclopedică a României – Caietul de lucru 3 – Energie, Evoluția sectorului energetic din România* (1), coord. Filip Cârlea, Cap. 2, pag. 24

Pentru atingerea obiectivului de zero emisii nete până în 2050<sup>2</sup>, este necesară efectuarea de investiții pentru decarbonizarea sistemului energetic, deziderat ce trebuie susținut inițial prin adoptarea politicilor pe termen scurt și mediu pentru a se asigura securitatea aprovizionării cu gaze naturale. Pe de altă parte, un aspect important este reprezentat de dezvoltarea unitară a acestui sector, astfel încât proiectele de dezvoltare a producției să fie integrate cu cele de dezvoltare și diversificare a sistemelor de transport și distribuție, dar și cu cele de înmagazinare, cu atât mai mult cu cât criza apărută pe piața gazelor naturale în anul 2021 a scos în evidență necesitatea găsirii unor soluții viabile pentru asigurarea securității în aprovizionare.

### 1. Entitățile care au făcut obiectul misiunii de audit

Auditul a cuprins perioada 2017-2021 și a vizat entitățile cu atribuții în ceea ce privește sectorul gazelor naturale, astfel:

- **Ministerul Energiei**, în calitate de organ de specialitate al administrației publice centrale, cu atribuții în ceea ce privește elaborarea strategiei energetice naționale și a strategiilor pe termen mediu și lung, coordonarea și controlul aplicării actelor normative în domeniile coordonate și atragerea de investiții la operatorii economici aflați sub autoritatea sa;

- **Agenția Națională pentru Resurse Minerale**, ca organ de specialitate al administrației publice centrale, cu atribuții principale în domeniul gazelor naturale în ceea ce privește gestionarea resurselor de petrol, negocierea, stabilirea și respectarea clauzelor și condițiilor prevăzute în Acordurile petroliere, precum și în gestionarea Sistemului național de transport prin conducte al gazelor naturale.

### 2. Obiectivele generale și specifice ale misiunii de audit

**Obiectivul general** al acțiunii l-a constituit evaluarea modului în care strategiile și politicile au fost implementate în sectorul gazelor naturale, din perspectiva analizării impactului obținut față de impactul scontat și a identificării cauzelor care au condus la eventuale nerealizări.

**Obiectivele specifice** urmărite în această acțiune de audit au fost:

- ✓ Evaluarea gradului de îndeplinire a obiectivelor stabilite prin strategiile și politicile din sectorul gazelor naturale;
- ✓ Evaluarea nivelului producției, consumului, a soldului export-import și a factorilor care au influențat evoluția acestor indicatori;
- ✓ Evaluarea modului de realizare a programelor de investiții în sectorul producției de gaze naturale și analiza investițiilor realizate, în vederea dezvoltării și creșterii gradului de siguranță în rețelele de gaze naturale, precum și în dezvoltarea depozitelor de înmagazinare.

### 3. Prezentarea criteriilor de audit care au fost utilizate pentru evaluarea performanței

**Criteriile de audit**, ca termeni de referință identificați, au fost stabilite prin exercitarea raționamentului profesional, utilizând ca principale surse: legislația, ghiduri și reglementări aplicabile activităților auditate, referințe obținute prin analiza evoluției în timp a unor indicatori privind realizarea performanței activității auditate. Acestea au fost accesibile din surse precum legislația specifică domeniului auditat (Legea petrolului nr. 238/2004; Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, politicile investiționale, actele normative care reglementează organizarea și funcționarea entităților auditate), Acordurile de concesiune încheiate de ANRM cu operatorii economici, totodată fiind utilizate și alte surse (Raportare de activitate ale ANRM și ANRE, date și raportări statistice, raportări ale operatorilor economici din domeniul auditat).

<sup>2</sup> European Green Deal (Pactul verde european)

#### 4. Evaluarea contextului internațional privind sectorul gazelor naturale

În secolul al XX-lea, emisiile de carbon generate de consumul global de energie au crescut într-un ritm accentuat, îndepărtând astfel omenirea de obiectivele privind atenuarea schimbărilor climatice și realizarea tranziției accelerate către un sector energetic cu emisii reduse.

În acest sens, gazele naturale au fost promovate ca și “*combustibil de tranziție*”, un mijloc de tranziție de la combustibili fosili către sursele regenerabile de energie, ceea ce implică încă utilizarea la scară largă a acestui tip de combustibil și determină alocarea unui nivel ridicat de resurse financiare pentru dezvoltarea acestui sector, atât pe partea de cercetare și descoperire de noi rezerve, cât și pe partea de exploatare.

##### *Rezervele dovedite de gaze naturale*

**Orientul Mijlociu** (cuprinzând țări precum: Iran, Qatar, Arabia Saudită, Emiratele Arabe Unite, etc.) și Comunitatea Statelor Independente (cuprinzând țări precum: Federația Rusă, Turkmenistan, etc.) dețineau, cumulativ, în anul 2020, 70,4% din rezervele dovedite de gaze naturale la nivel mondial, în timp ce Europa deținea 1,70% dintre acestea. Din totalul rezervelor dovedite înregistrate la nivel european, de 3,2 trilioane metri cubi, cele mai importante erau deținute de Norvegia cu 1,4 trilioane metri cubi, urmată de Ucraina cu 1,1 trilioane metri cubi și Marea Britanie cu 0,2 trilioane metri cubi, țările membre UE deținând cumulativ rezerve de doar 0,4 trilioane metri cubi de gaz<sup>3</sup>.

##### *Producția și consumul de gaze naturale*

În anul 2019, atât producția, cât și consumul de gaze naturale au înregistrat creșteri la nivel mondial, comparativ cu nivelul înregistrat în anul 2017, de aproximativ 8,01% în cazul producției, și de 6,94% în cazul consumului, urmate în anul 2020 de o ușoară scădere a producției (-2,68%) și a consumului (-1,56%), sub influența pandemiei Covid-19. Ulterior, în anul 2021, atât producția cât și consumul de gaze naturale au depășit nivelurile înregistrate în anul 2019, cu 1,74% în cazul producției și cu 3,36%, în cazul consumului, pe fondul creșterii consumului din sectoarele industriale și de producere a energiei electrice, precum și datorită condițiilor metereologice nefavorabile, astfel:

Tabelul 0.1 – Evoluția producției și a consumului de gaze naturale la nivel mondial, 2017-2021

Indicator/Ani	2017	2018	%	2019	%	2020	%	2021	%
0	1	2	3=2/1*100	4	5=4/2*100	6	7=6/4*100	8	9=8/6*100
Producție de gaze naturale (mld. mc)	3.673,50	3.851,70	104,85%	3.967,70	103,01%	3.861,50	97,32%	4.036,90	104,54%
Consum de gaze naturale (mld. mc)	3.652,90	3.835,60	105,00%	3.906,40	101,85%	3.845,60	98,44%	4.037,50	104,99%

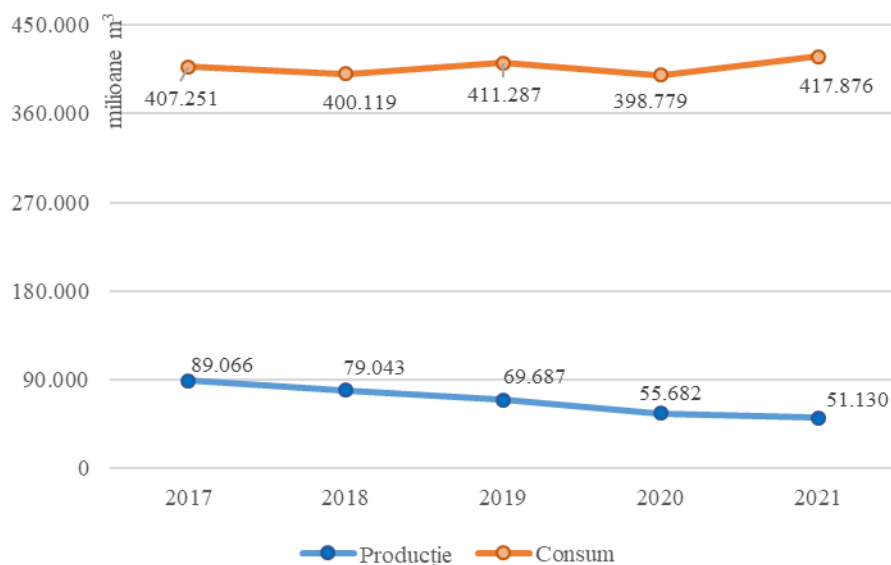
Sursa: BP Statistical Review of World Energy 2022 71th edition (BP, 2022)

Analiza efectuată la nivelul statelor care au înregistrat cele mai importante producții de gaze naturale în perioada 2017-2021 a scos în evidență faptul că 54,82% din producția mondială de gaze naturale a fost realizată de 5 state. SUA au înregistrat în intervalul de timp analizat o producție de gaze naturale de 4.365,3 miliarde m<sup>3</sup>, reprezentând 22,51% din producția realizată la nivel mondial, urmate de Federația Rusă cu 17,14%, Iran cu 6,07%, China cu 4,59% și Qatar cu 4,51%.

<sup>3</sup> BP, 2022. Statistical Review of World Energy, 2022, British Petroleum. Disponibil la: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>



La nivelul **Uniunii Europene**, **producția de gaze naturale realizată la nivelul țărilor membre** a înregistrat un trend descendent în perioada 2017-2021, în medie cu 12,8%/an, respectiv o **scădere** în termeni absoluți de **37,936 miliarde m<sup>3</sup>**, de la 89,066 miliarde m<sup>3</sup> în anul 2017, la 51,130 miliarde m<sup>3</sup> în anul 2021, în timp ce **consumul, care a fost de aproximativ șase ori mai mare, a înregistrat mici fluctuații**, astfel:



**Figura 0.1** – Evoluția producției și consumului de gaze naturale la nivel UE, 2017-2021

Sursa: Eurostat - [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG\\_CB\\_GAS\\_\\_custom\\_5407201/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_GAS__custom_5407201/default/table?lang=en), accesat la 15.03.2023

În ceea ce privește **producția de gaze naturale realizată** la nivelul statelor UE, **în anul 2021**, pe prima poziție se situează Olanda cu 21.650 mil. m<sup>3</sup>, urmată de România cu 8.937 mil. m<sup>3</sup>, Polonia cu 5.574 mil. m<sup>3</sup>, Germania cu 5.384 mil. m<sup>3</sup> și Italia cu 3.184 mil. m<sup>3</sup>, aceste state realizând 87,48% din totalul producției realizate la nivelul blocului comunitar, de 51.130 mil. m<sup>3</sup>. **România se află pe locul al doilea ca nivel al producției de gaze naturale dintre statele Uniunii Europene**, cu o producție reprezentând **17,48%** din producția realizată la nivelul UE, după Olanda a cărei producție a reprezentat aproximativ 42,34% din producția totală înregistrată în anul 2021.

Suplimentar față de producția realizată, necesarul de gaze naturale pentru acoperirea consumului intern al țărilor membre UE a fost asigurat prin **importuri**. Cele mai mari cantități de gaze naturale importate au fost înregistrate de **Germania** (467.076 milioane m<sup>3</sup>) reprezentând aproximativ **24,67%** din cantitățile totale importate de statele Uniunii Europene care, **împreună cu Italia, Franța, Spania și Olanda cumulează aproximativ 73,27%** din importurile totale înregistrate la nivelul Uniunii Europene în perioada 2017-2021. Importurile de gaze naturale înregistrate de România, în intervalul 2017-2021 au fost de 11.102 milioane m<sup>3</sup>, ceea ce reprezintă doar 0,59% din importurile totale înregistrate la nivelul Uniunii Europene în aceeași perioadă.

**În acest context, pentru perioada 2017-2021, gradul de dependență** față de importurile realizate, respectiv ponderea necesarului total de gaze naturale al unei țări, satisfăcut de importurile din alte state **a crescut la nivelul UE-27 de la 80,16% în anul 2017, la 83,41% în anul 2021**. Astfel, prin raportarea diferenței dintre importurile și exporturile realizate de un stat, la cantitatea brută de gaze naturale disponibile, dintre cele 27 de state membre UE, **16 state** au înregistrat în anul 2021 **un grad de dependență de peste 90%**, în timp ce **România**, excluzând Cipru, **a înregistrat cel mai redus**

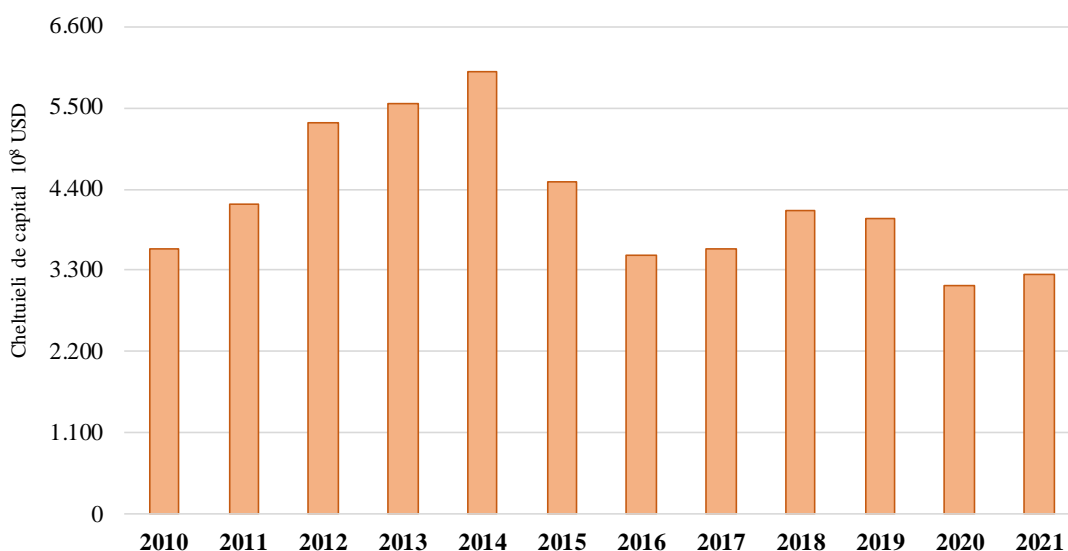
**grad de dependență față de importuri**, de 22,80%, în creștere cu 6,17 puncte procentuale față de nivelul înregistrat în anul 2020<sup>4</sup>.

### Investițiile în sectorul petrolier

Tendențele descrescătoare ale investițiilor din ultimii ani au contribuit la actuala criză energetică, rapoartele IEA au evidențiat în mod repetat deficiențe în investițiile energetice și posibilele implicații pentru piețele energetice, securitatea și emisiile de gaze cu efect de seră.<sup>5</sup>

**La nivel mondial**, potrivit IEA, **investițiile globale în energie** au fost estimate în 2021 la 1,9 trilioane USD, în creștere cu aproape 10% față de 2020, însă sub volumul total al investițiilor la nivelurile de dinainte de criză.<sup>6</sup>

În **anul 2021**, odată cu revenirea treptată a prețului petrolului, investițiile în dezvoltarea sectorului petrolier au înregistrat o **revenire**, cu **cheltuieli de capital pentru dezvoltare de 3.182×10<sup>8</sup> USD**, în creștere cu **9% față de nivelul din anul 2020**, dar încă nerecuperând nivelul înregistrat în perioada pre-pandemie. Costurile unitare globale de dezvoltare au evoluat în general în scădere din 2015, cu o scădere în medie cu 11% în anul 2021, față de nivelul din anul 2015, respectiv la 5 USD/baril de țiței în anul 2021. Cheltuielile de capital pentru dezvoltarea sectorului petrolului și al gazelor naturale **la nivel mondial** au scăzut brusc după anul 2014, dar și în anul 2020, fiind afectate în principal de prețul petrolului, cu o scădere de 47% în 2021 față de maximum înregistrat în anul 2014, astfel:



**Figura 0.2** - Cheltuieli de capital pentru dezvoltarea sectorului oil and gas la nivel mondial, 2010-2021  
Sursa: (Wang et al., 2022<sup>7</sup>)

<sup>4</sup> Sursa Eurostat-NRG\_IND\_ID, accesat la 02.05.2023.

<sup>5</sup> IEA – World Energy Investment 2019 - <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2019>

<sup>6</sup> IEA – World Energy Investment 2021 - <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2021>

<sup>7</sup> Wang Z., Fan Z., Zhang X., Liu B., Chen X., 2022. *Status, trends and enlightenment of global oil and gas development in 2021*. Petroleum Exploration and Development, Volume 49, Issue 5, October 2022, pp. 1210-1228

## II. Sinteza principiilor constatări

### 1. Evaluarea gradului de îndeplinire a obiectivelor stabilite prin strategiile și politicile din sectorul gazelor naturale

România are imperioasă nevoie de repere de dezvoltare pragmatice, iar viziunea Strategiei Energetice este de creștere a sectorului energetic românesc, context în care **dezvoltarea sectorului gazelor naturale presupune, pe de-o parte, politici energetice coerente și clare, iar pe de altă parte - investiții**. Creșterea economiei românești înseamnă, din perspectiva sectorului energetic, construirea de noi capacități de producție a energiei, re tehnologizarea și modernizarea capacităților de producție, transport și distribuție de energie, încurajarea creșterii consumului intern în condiții de eficiență energetică, export.<sup>8</sup>

#### 1.1 Strategia și politica energetică a României

**Strategia energetică** se elaborează de ministerul de resort și se aprobă de Guvern, cu consultarea organizațiilor neguvernamentale, a partenerilor sociali și a reprezentanților mediului de afaceri, prin acesta fiind definite **obiectivele sectorului gazelor naturale pe termen mediu și lung și modalitățile de realizare a acestora, în condițiile asigurării unei dezvoltări durabile a economiei naționale**.

În perioada auditată a fost în vigoare, pentru intervalul de timp 2007-2020, Strategia energetică a României, aprobată prin Hotărârea Guvernului nr. 1069/2007.

Pornind de la perioada de timp în care acest document strategic a fost elaborat, respectiv cu peste **15 ani în urmă**, precum și de la importanța acestuia în stabilirea obiectivelor care guvernează sectorul energetic, **auditul a analizat modul în care Strategia energetică a României a fost revizuită și monitorizată** pentru a răspunde cât mai eficient provocărilor din cadrul acestui sector, dar și **modul în care obiectivele stabilite în sectorul gazelor naturale au fost atinse**.

#### *Revizuirea și monitorizarea Strategiei energetice a României*

**Pe întreaga perioadă de peste 13 ani** în care Strategia energetică a fost aplicabilă, documentul strategic nu a fost aprobat în forma revizuită, deși necesitatea a fost impusă de modificări ale obiectivelor strategice, context în care începând cu anul 2016 Ministerul Energiei a întreprins demersuri în vederea revizuirii, a alocat și utilizat fonduri bugetare (2.068.467 lei) în vederea elaborării și aprobării.

Necesitatea revizurii strategiei energetice naționale a fost impusă de modificările survenite în perioada de aplicabilitate a acesteia, context în care unele dintre obiectivele stabilite prin acest document strategic **nu mai erau de actualitate, nemaifiind realizabile datorită modificării contextului regional**.

Autoritățile publice au identificat, încă din anul 2015, necesitatea revizuirii strategiei energetice naționale, moment la care s-a considerat că aceasta nu mai corespunde realității, astfel că toate guvernele care s-au succedat în această perioadă au avut ca obiectiv major al programelor de guvernare elaborarea, finalizarea și aprobarea unei noi strategii energetice.

<sup>8</sup> Proiectul Strategiei energetice a României 2020-2030, cu perspectiva anului 2050- Cuvânt înainte

Cu toate acestea, România nu are aprobată la acest moment o Strategie energetică națională, care să definească obiectivele sectorului gazelor naturale pe termen mediu și lung și modalitățile de realizare a acestora, în condițiile asigurării unei dezvoltări durabile a economiei naționale.

*Efectele* neaprobării în condițiile legii a formelor revizuite ale Strategiei energetice naționale 2007-2020 și nici a noii strategii energetice constau în **neactualizarea obiectivelor strategice pe termen mediu și lung din cadrul sectorului gazelor naturale** raportat la contextul național și internațional și la schimbările care au loc pe plan regional și european. Astfel, nu au fost **stabilite modalitățile de realizare a obiectivelor strategice** și nici **direcțiile de acțiune** care trebuie urmărite de Ministerul Energiei în **elaborarea politicilor energetice, pe baza programelor de guvernare.**

În ceea ce privește urmărirea gradului de implementare a obiectivelor strategice, s-a remarcat faptul că Ministerul Energiei nu a colectat, sintetizat și nici nu a publicat periodic date relevante privind îndeplinirea obiectivelor stabilite prin Strategia energetică a României, nerealizându-se astfel o monitorizare eficientă a stadiului implementării acestor obiective.

*Cauzele* care au condus la lipsa unei monitorizări eficiente a modului de implementare a strategiei energetice naționale constau în schimbările succesive la nivelul ministerului de resort și reorganizarea internă a acestuia, precum și în faptul că, la nivelul compartimentelor de specialitate din cadrul ministerului de resort nu au fost identificate atribuții clare în ceea ce privește urmărirea realizării obiectivelor stabilite prin strategia energetică.

*Lipsa monitorizării* modului în care obiectivele stabilite prin Strategia energetică a României sunt urmărite și realizate a condus la imposibilitatea identificării stadiului de realizare a acestor obiective și a factorilor care pot genera anumite neconformități, în vederea identificării în timp optim a măsurilor necesare pentru realizarea obiectivelor propuse.

#### *🔍. Elaborarea politicii energetice*

*Politica energetică* urmărește direcțiile stabilite prin strategia energetică și trebuie elaborată de Ministerul Energiei, pe baza programelor de guvernare, pentru un interval de timp mediu și cu considerarea evoluțiilor probabile pe termen lung, aceasta concretizându-se într-un program aprobat prin hotărâre a Guvernului, cu obligativitatea respectării realizării programelor anuale.

În perioada auditată, s-a constatat că **nu a fost elaborat un astfel de program (politica energetică) pe baza programelor de guvernare**, care să urmărească direcțiile prevăzute prin *Strategia energetică a României*, cu termene de implementare a proiectelor prioritare de investiții, totodată **nu au fost elaborate studii** pe baza cărora urmau a fi stabilite prioritățile privind investițiile din sectorul gazelor naturale și **nu au fost desfășurate activități pentru atragerea de investiții.**

*Cauzele* care au condus la neelaborarea politicii energetice constau, în principal, în lipsa unei Strategii energetice naționale, revizuită în condițiile legii, timp de 13 ani, precum și în neaprobarea noii strategii, documente strategice la care Ministerul Energiei să se raporteze în elaborarea politicii energetice, pe baza programelor de guvernare din perioada 2017-2021.

## 1.2 Gradul de îndeplinire a obiectivelor de investiții din Strategia Energetică

*Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020* a avut ca **obiectiv general satisfacerea necesarului de energie atât în prezent, cât și pe termen mediu și lung, la un preț cât mai scăzut**, adecvat unei economii moderne de piață și unui standard de viață civilizată, în condiții de calitate, siguranță în alimentare, cu respectarea principiilor dezvoltării durabile iar ca **obiective strategice: siguranța energetică, dezvoltarea durabilă, și competitivitatea.**

**Măsurile specifice** în domeniul producției, transportului, distribuției și înmagazinării gazelor naturale, **au avut în vedere deficiențele, riscurile și vulnerabilitățile asociate sectorului energetic la momentul elaborării strategiei**, fiind estimat un **necesar de investiții** în valoare de **1.527 milioane de euro**, reprezentând: lucrări de cercetare geologică pentru descoperirea de noi rezerve, foraj de explorare și punere în producție de noi sonde, creșterea capacității de înmagazinare subterană, reabilitarea Sistemului Național de Transport gaze naturale și reabilitarea și dezvoltarea rețelelor de distribuție a gazelor.

### 🔍. *Execuția de lucrări de cercetare geologică/explorare* ||

În **Strategia energetică a României 2007-2020** a fost prevăzută măsura **intensificării cercetării geologice în scopul descoperirii de noi rezerve de țiței și gaze naturale**, iar în cadrul necesarului de investiții în domeniul gazelor naturale au fost stabilite, pe termen scurt, următoarele obiective:

🔍 **Lucrări de cercetare geologică pentru descoperirea de noi rezerve** (circa 270 milioane Euro) – fiind prevăzută realizarea a 10 km de prospecțiuni seismice și a 50 km foraj de cercetare geologică, **până în anul 2010.**

**Nivelul țintei** stabilit pentru anul 2010 **a fost atins**, însă lipsa unor obiective stabilite pentru perioada 2011-2020 a creat premisele reducerii volumului lucrărilor de prospectare geologică, la nivelul principalilor doi producători de gaze naturale<sup>9</sup>, **fiind înregistrate reduceri semnificative în perioada 2017-2021**, comparativ cu perioada anterioară, astfel:

- dacă în intervalul 2012-2016 au fost realizate **prospecțiuni 2D** pentru 2.880 km, acestea s-au redus de peste 13 ori în intervalul 2017-2021, fiind realizate lucrări pentru 220 km;
- dacă în intervalul 2012-2016 au fost realizate **prospecțiuni 3D** pentru 8.093 km<sup>2</sup>, acestea s-au redus de peste două ori în intervalul 2017-2021, fiind realizate lucrări pentru 3.916,3 km<sup>2</sup>;
- **valoarea lucrărilor de prospectare geologică** (seismică) s-a redus în intervalul 2017-2021 la valoarea de 359,84 milioane lei, de la valoarea de 876,19 milioane lei în intervalul 2012-2016.

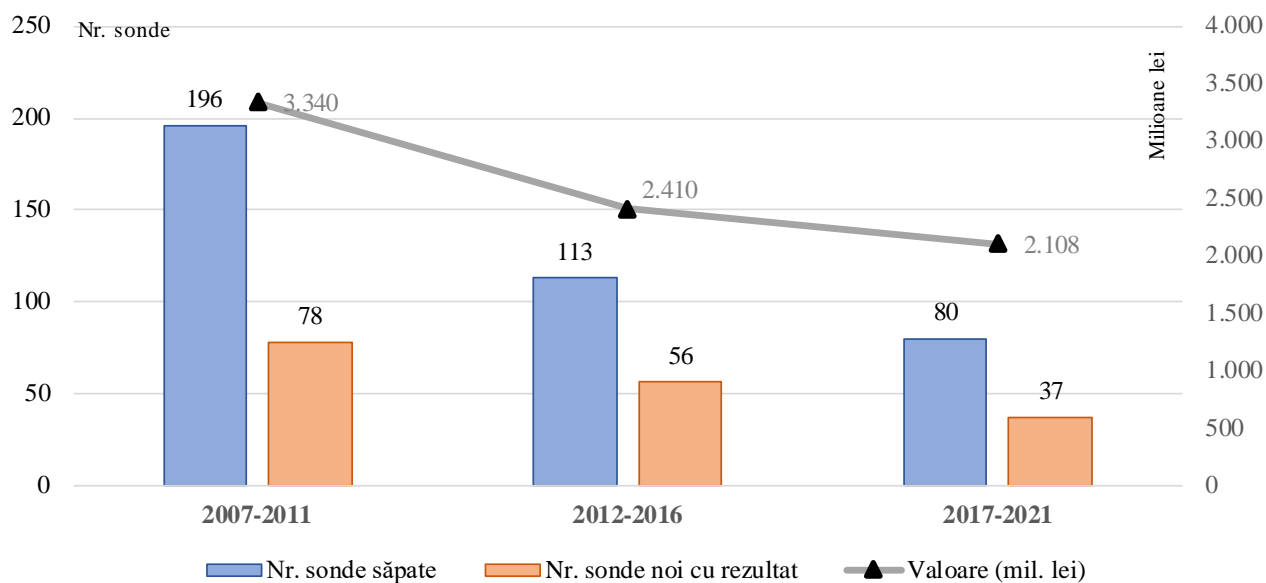
🔍 **Foraj de explorare și punere în producție de noi sonde** (circa 160 milioane Euro) **până în anul 2010.**

**Nivelul țintei** stabilit pentru anul 2010 **a fost atins**, însă lipsa unor obiective stabilite pentru perioada 2011-2020 a creat premisele *reducerii volumului fizic al lucrărilor efectuate*, respectiv numărul de sonde forate **s-a redus semnificativ în perioada 2017-2021**, comparativ cu perioada anterioară, de la 196 sonde în intervalul 2007-2011, la 113 sonde în intervalul 2012-2016, pentru a ajunge la 80 de sonde în intervalul 2017-2021, fapt ce a avut implicații și asupra **diminuării**

<sup>9</sup> Romgaz SA și OMV Petrom SA



**numărului de sonde noi cu rezultate** (37 de sonde în intervalul 2017-2021, față de 56 sonde în intervalul 2012-2016), astfel:



**Figura 1.1** – Evoluția lucrărilor de foraj de explorare efectuate de principalii doi producători de gaze naturale, în perioada 2007-2021

### *Execuția de lucrări în vederea creșterii capacității de înmagazinare subterană*

Programul de dezvoltare a depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale a avut ca obiective prioritare atât **intensificarea ritmului de dezvoltare a capacităților existente**, cât și **crearea de noi depozite** pentru zonele care se confruntă cu greutate în alimentarea cu gaze atât sezoniere, zilnice, cât și orare, în vederea creșterii gradului de siguranță în asigurarea cu gaze a tuturor consumatorilor în condiții imprevizibile.

Prin Strategia Energetică a României 2007-2020 s-au prevăzut investiții în valoare de **180 milioane euro până în anul 2012**, pentru creșterea **capacității de lucru și a debitului de extracție pentru cele șase depozite** (Bilciurești, Urziceni, Sărmășel, Bălăceanca, Ghercești, Cetatea de Baltă), fiind prognozată o creștere de 54%, respectiv cu 1.385 milioane m<sup>3</sup> față de anul 2007 până la 3.935 mil m<sup>3</sup>, iar **debitul de extracție** a fost prognozat pentru anul 2012 la **32.7 milioane m<sup>3</sup>/zi**, în creștere cu 12,7 milioane m<sup>3</sup>/zi față de anul 2007.

Deși la nivel național **s-au efectuat lucrări de investiții în valoare de aproximativ 320 milioane Euro** în depozitele de înmagazinare gaze naturale, **peste valoarea prevăzută a fi alocată pentru creșterea capacității de înmagazinare** (180 milioane Euro), **nu a fost atins nivelul țintelor stabilite în Strategie pentru anul 2012** privind creșterea și dezvoltarea capacității de înmagazinare a gazelor naturale și a debitului de extracție din depozite.

La nivelul anului 2021, după 9 ani de la termenul de atingere a țintelor stabilite, capacitatea de înmagazinare a gazelor naturale reprezintă 70,39% din volumul de 3.935 milioane m<sup>3</sup>, iar debitul de extracție reprezintă 89,3% din volumul de 32,7 milioane m<sup>3</sup>/zi, prevăzute a fi realizate până în anul 2012.

Investițiile realizate în dezvoltarea actualelor depozite sub aspectul creșterii capacității de înmagazinare și a cantităților zilnice care urmează a fi extrase nu au înregistrat gradul de eficiență

estimat pentru a atinge performanțele prevăzute prin Strategia energetică 2007-2020, pentru anul 2012, astfel:

**Tabelul 1.1** – Capacitatea de înmagazinare și debitul de extracție din depozitele Depogaz Ploiești SRL

Depozit	Investitii realizate 2007-2021	Capacitate 2007 (mil. m <sup>3</sup> )	Capacitate 2021 (mil. m <sup>3</sup> )	Debit extracție 2007 (mil. m <sup>3</sup> /zi)	Debit extracție 2021 (mil. m <sup>3</sup> /zi)	Prevederi SEN		Diferențe	
						Capacitate 2012 (mil. m <sup>3</sup> )	Debit extracție 2012 (mil. m <sup>3</sup> /zi)	Capacitate (mil. m <sup>3</sup> )	Debit extracție (mil. m <sup>3</sup> /zi)
0		1	2	3	4	5	6	7=5-2	8=6-4
Bilciurești	86	1.250	1.310	11	14	1250	12.5	-60	-1,5
Sărmășel	79,9	700	900	5	7.5	1500	10	600	2.5
Urziceni	76,5	200	360	1.7	4.5	200	2	-160	-2.5
Cetatea de Baltă	2,8	200	-	0.8	-	300	2	300	2
Ghercești	53,8	150	150	1	2	600	5	450	3
Bălăceanca	20,6	50	50	0.6	1.2	85	1.2	35	-
<b>TOTAL</b>	<b>319,6 mil.Euro</b>	<b>2.550</b>	<b>2.770</b>	<b>20.1</b>	<b>29.2</b>	<b>3.935</b>	<b>32.7</b>	<b>1.165</b>	<b>3.5</b>

Un nivel inadecvat al investițiilor atât pentru dezvoltarea capacităților existente, cât și pentru crearea de noi depozite are consecințe negative atât în ceea ce privește **creșterea gradului de siguranță în asigurarea cu gaze naturale a tuturor consumatorilor în condiții impredictibile cât și în ceea ce privește existența unor mecanisme de securitate energetică suficiente la nivel național** pentru a veni în întâmpinarea viitoarelor evoluții ale pieței de gaze, dar și în realizarea echilibrului cerere-ofertă.

#### *Execuția de lucrări privind reabilitarea Sistemului național de transport gaze naturale (SNT)*

**Prin Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020**, au fost stabilite **măsuri specifice** în ceea ce privește reabilitarea și înlocuirea conductelor de transport, reabilitarea nodurilor tehnologice, a stațiilor de comprimare, a celor de protecție catodică și de reglare măsurare, **fiind estimat un necesar de investiții** în reabilitarea Sistemului Național de Transport gaze naturale de circa **297 milioane euro**, până în anul 2020.

**Obiectivele stabilite prin Strategie cu privire la reabilitarea Sistemului național de transport gaze naturale nu au fost realizate integral. Pe componente, gradul de îndeplinire a țintelor a fost de maxim 46,57%** (înlocuire conducte de transport) față de țintele stabilite prin **Strategia energetică**.

#### *Execuția de lucrări în vederea realizării de noi interconexiuni în transportul gazelor naturale*

**Acțiunile întreprinse de Transgaz SA în vederea dezvoltării capacităților de interconexiune în transportul de gaze naturale**, raportat la obiectivele pe termen lung (până în anul 2020) prevăzute în Strategie, **au condus la realizarea principalelor obiective de investiții**, între acestea remarcându-se **finalizarea lucrărilor la conducta Ungheni – Chișinău**, în lungime de 120 km, inclusiv a patru Stații de Reglare Măsurare și a complexului administrativ de la Ghidighici. La acestea se adaugă **finalizarea de către Transgaz SA**, în perioada 2020-2021, a

următoarelor obiective: **BRUA Faza I, Modernizarea Stației de Măsurare Gaze Isaccea I, Interconectarea SNT cu T I și Modernizare Stații de Comprimare Gaze Siliștea și Onești.**

În ceea ce privește *Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre*, care presupune crearea unei infrastructuri de transport care să facă legătura între perimetrele din zona offshore și coridorul BRUA, Transgaz SA a încheiat contractul de execuție, termenul de finalizare depinzând de realizarea proiectelor offshore din amonte.

#### Realizarea de noi investiții în străinătate

Prin *Strategia energetică a României 2007-2020* a fost avută în vedere participarea operatorului de transport SNTGN Transgaz SA la proiecte internaționale privind realizarea de capacități de transport gaze naturale.

Încă din anul 2017, la nivelul Transgaz SA, s-a aprobat înființarea pe teritoriul Republicii Moldova, a unei societăți (**Eurotransgaz SRL**), având ca asociat unic SNTGN Transgaz SA, context în care, în martie 2018, **a fost semnat contractul de preluare a Vestmoldtransgaz SRL**, companie care deține și administrează rețeaua de conducte de gaze din vestul Republicii Moldova și oferă servicii de transport gaze naturale în această țară.

#### Reabilitarea și dezvoltarea rețelelor de distribuție a gazelor naturale

Prin *Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020* au fost avute în vedere acțiuni pentru reabilitarea și dezvoltarea rețelelor de distribuție a gazelor naturale (perioada 2006-2009), fiind estimat un necesar de investiții de circa 300 milioane euro până în anul 2015, astfel:

▪ **Numărul total de km de conducte și de brașamente înlocuite - în perioada 2017-2020:** se remarcă scăderea accentuată, de la an la an, a volumului lucrărilor de înlocuire efectuate de cei doi mari operatori concesionari ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, ajungându-se la situația în care, în **anul 2020, să fie înregistrat minimul realizat în intervalul analizat, de numai 312 km, astfel:**

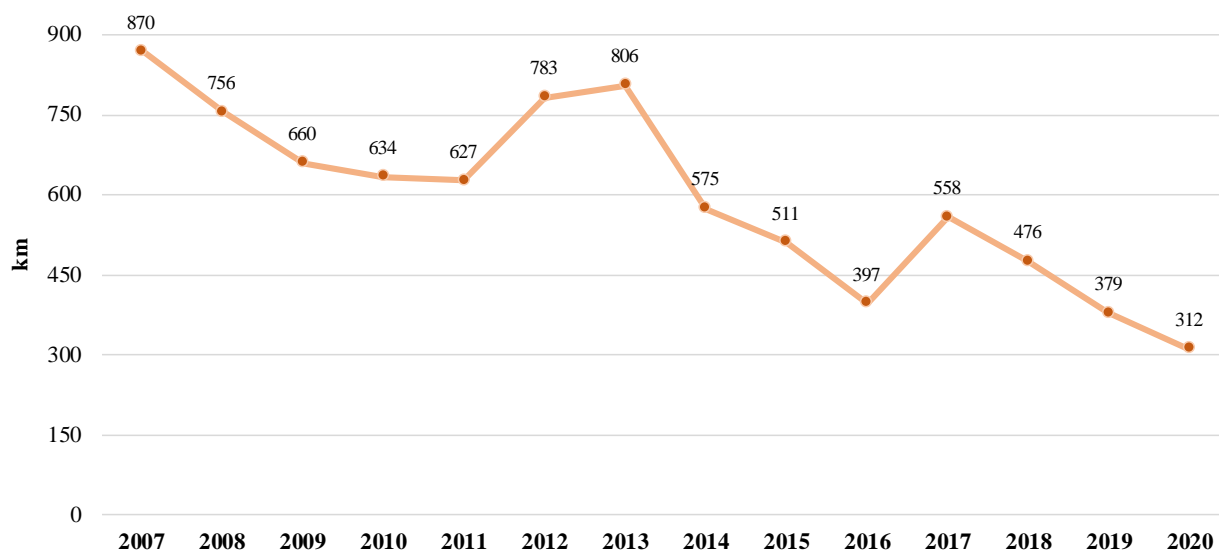


Figura 1.2 – Volumul lucrărilor de înlocuire a conductelor și brașamentelor

Deși rețelele de distribuție a gazelor naturale sunt caracterizate printr-un grad ridicat de uzură a conductelor și bransamentelor, prin Strategia energetică a fost stabilită ținta de înlocuire anuală de 500 km de conducte și bransamente cu durată de viață expirată, pentru perioada 2006-2009, iar pentru perioada 2010-2020 nefiind stabilit un obiectiv cuantificabil.

- **Numărul total de km de conducte de distribuție dezvoltate/extinse:** începând cu anul 2019, volumul fizic al lucrărilor de extindere/dezvoltare al rețelelor de distribuție a înregistrat o creștere importantă, ajungând în anul 2020 la 872 km, de peste 6,2 ori mai mult decât volumul realizat în anul 2018.

- **Numărul de km de distribuții locale noi puse în funcțiune:** în perioada 2017-2020, volumul fizic al lucrărilor de dezvoltare a rețelelor de distribuții locale noi puse în funcțiune a variat de la 5,1 km în anul 2017 la 58,17 km în anul 2020, cea mai mare creștere fiind înregistrată în anul 2019, de aproape 10 ori față de anul 2018, urmată de o scădere de aproximativ 3,5 ori în anul 2020, astfel:

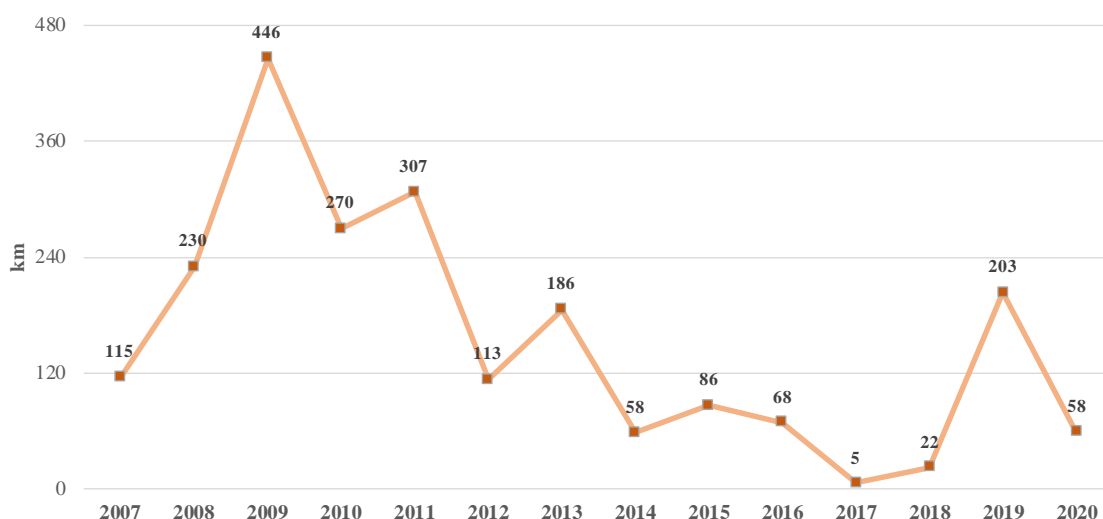


Figura 1.3 – Volumul fizic al lucrărilor de dezvoltare a rețelelor de distribuții locale noi

În concluzie, deși au trecut peste 15 ani de la data aprobării Strategiei energetice prin Hotărârea Guvernului 1069/05.09.2007, act normativ prin care au fost prevăzute obiective de investiții în sectorul gazelor naturale, în valoare totală de de 1.527 milioane de euro, obiectivele stabilite nu au fost integral realizate, iar la unele dintre acestea s-a renunțat (Proiectul Nabucco, stația de comprimare Cogecalac).

### 1.3 Realizarea obiectivelor stabilite în sectorul gazelor naturale prin Programele de guvernare

Prin programele de guvernare, anexe ale celor șapte hotărâri adoptate, în perioada auditată, de Parlamentul României, pentru acordarea încrederii Guvernului pentru realizarea Programelor de guvernare, au fost stabilite direcții/obiective/măsuri cu impact asupra investițiilor și producției de gaze naturale. Acestea au fost îndeplinite parțial în sensul că:

- exploatarea rezervelor probabile și posibile și deblocarea proiectelor de exploatare a gazelor naturale offshore din Marea Neagră au fost realizate parțial – în ceea ce privește perimetrul Neptun, Declarația de descoperire comercială a fost transmisă ANRM în decembrie 2022,

iar în ceea ce privește zăcămintele Ana și Doina s-a demarat producția de gaze naturale începând din anul 2022;

- **obiectivul care viza implicarea Romgaz SA în proiectul de exploatare a gazelor din Marea Neagră a fost îndeplinit**, în sensul că Romgaz SA a semnat, la data de 03.05.2022, **contractul de vânzare-cumpărare** a acțiunilor (reprezentând 100% din capitalul social) ExxonMobil Exploration and Production Romania Limited (EMEPRL) care deține 50% din drepturile dobândite și din obligațiile asumate prin Acordul Petrolier pentru zona estică, zona de apă adâncă, a perimetrului offshore XIX Neptun din Marea Neagră. În ceea ce privește operatorul în perimetrul Neptun, începând cu anul 2022, această atribuție este îndeplinită de OMV Petrom SA;

- **stimularea creșterii producției de gaze naturale, extinderea duratei de exploatare a zăcămintelor mature de gaze naturale au fost demarate**, fiind stabilite priorități pe termen scurt pentru creșterea producției interne de gaze naturale, prin demararea extracției offshore, precum și prin demararea extracției din noi zăcămintele onshore – zăcămintele Caragele. În anul 2022, cantitatea de gaze naturale produsă din cadrul zăcămintelei Caragele s-a redus comparativ cu cea din anul 2021.

- **finalizarea procedurii de aprobare a Proiectului de hotărâre de Guvern privind aprobarea procedurii pentru recepționarea lucrărilor executate de către titularii de acorduri, a fost îndeplinit**, fiind emisă Hotărârea Guvernului nr. 1.007/22.09.2021.

#### *🔗 Obiectivele în domeniul distribuției gazelor naturale*

**Prin Programele de guvernare adoptate de Parlamentul României, în perioada 2017-2021, au fost prevăzute obiective și măsuri cu impact asupra investițiilor în sistemul de distribuție a gazelor naturale, fiind prevăzute și noi surse de finanțare a investițiilor.**

**Cu toate acestea, obiectivele din sectorul distribuției de gaze naturale au fost îndeplinite parțial, în sensul că:**

- **deși au fost prevăzute noi surse de finanțare (Programul Anghel Saligny, POIM, taxa pe monopol în baza OG nr. 5/2013) a investițiilor în vederea dezvoltării rețelelor de distribuție gaze naturale, fie sumele alocate prin programele de finanțare au acoperit doar o mică parte din solicitările de finanțare, fie acestea nu au constituit sursă de finanțare a investițiilor (taxa pe monopol).**

- **s-a realizat transferul calității de concedent a serviciului de concesiune a distribuției de gaze naturale către autoritățile administrației publice locale** (cu excepția contractelor de concesiune derulate cu Distrigaz Sud Rețele SRL și Delgaz Grid SA pentru care Ministerul Energiei îndeplinește în continuare calitatea de autoritate concedentă).

#### *🔗 Obiectivele în domeniul transportului gazelor naturale*

**Prin Programele de guvernare din perioada 2017-2021 au fost prevăzute, în principal, obiective și măsuri în domeniul transportului gazelor naturale, în ceea ce privește capacitatea de interconectare și programele de mentenanță și investiții în extinderea rețelei de transport.**

🔗 În ceea ce privește **realizarea proiectelor majore de investiții în sistemul de transport al gazelor naturale, în planurile de investiții și de dezvoltare a sistemului de transport au fost incluse 18 proiecte majore, cu o valoare estimată de 4.142,78 milioane euro, remarcându-se**

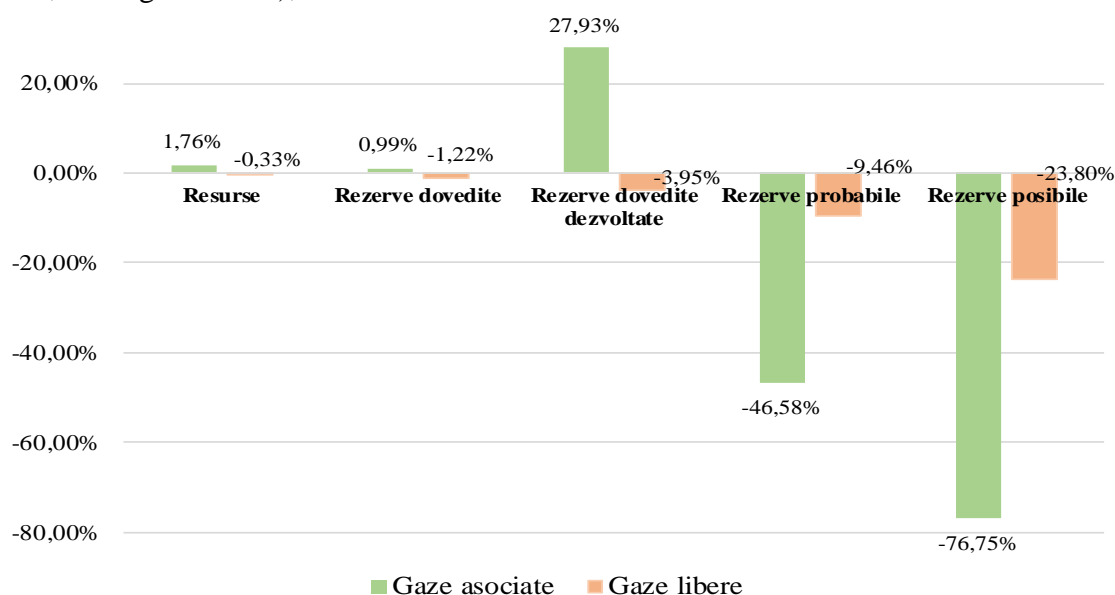


faptul că, dintre acestea, în perioada 2020-2021, **au fost finalizate cinci proiecte<sup>10</sup>** cu o valoare a lucrărilor de aproximativ 671 milioane euro<sup>11</sup>, **prin care s-au realizat conducte de transport în lungime de 669,15 km, reparația unei conducte în lungime de 66 km, realizarea unui număr de cinci stații de comprimare, modernizarea a trei stații de comprimare gaze, construirea și modernizarea unei stații de măsurare gaze.**

## 2. Nivelul producției, consumului și soldul import-export de gaze naturale

### *🔗 Evoluția rezervelor de gaze naturale*

🔗 Din analiza comparativă a datelor privind mișcarea resurselor/rezervelor de petrol din intervalul de timp 2017-2021, se observă, pe de o parte, o variație nesemnificativă a **resurselor geologice** (+1,76% la gaze asociate și -0,33% la gaze libere) și a **rezervelor dovedite** (+0,99% la gaze asociate și -1,22% la gaze libere), iar pe de altă parte, o **creștere semnificativă a rezervelor dovedite dezvoltate** (+27,93% la gaze asociate) și o **diminuare accentuată a rezervelor probabile** (-46,58% la gaze asociate și -9,46% la gaze libere) și a **rezervelor posibile** (-76,75% la gaze asociate și -23,80% la gaze libere), astfel:



**Figura 2.1** – Evoluția resurselor și rezervelor de gaze naturale în perioada 2017-2021

În perioada 2017-2022, au fost realizate 10 noi descoperiri de zăcăminte comerciale, din care cele mai importante sunt zăcămintele Ana și Doina, aflate în perimetrul XV Midia.

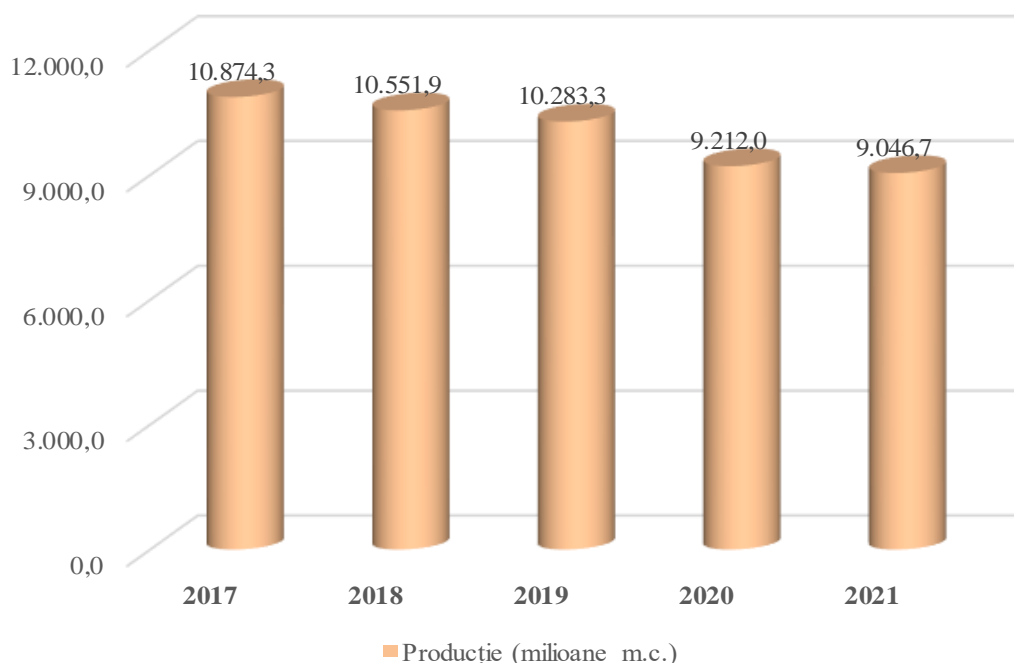
O situație care dovedește necesitatea corelării lucrărilor de dezvoltare a producției cu cele de dezvoltare a rețelelor este cea constatată în cadrul zăcămintelor comerciale în cadrul cărora, deși a fost realizată producție de gaze naturale, datorită lipsei infrastructurii de colectare și comercializare a gazelor naturale, rezervele de gaze naturale nu sunt introduse în circuitul de consum.

<sup>10</sup> BRUA-Faza I, Interconectarea SNT cu conducta de transport internațional T1 și reverse flow Isaccea, Dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României, Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre și Modernizarea SMG Isaccea I

<sup>11</sup> Transgaz – Raport de evaluare a directorilor pe anul 2021

Dezvoltarea durabilă și tranziția energetică către tehnologii cu emisii scăzute de carbon sunt teme din ce în ce mai des dezbătute, iar pentru trecerea către o economie decarbonizată, gazele naturale reprezintă un combustibil de tranziție, care va facilita înlocuirea cărbunelui. În această situație, se estimează că **cererea de gaze naturale va crește la nivel mondial** având în vedere rolul care i se atribuie acestui combustibil în cadrul tranziției energetice. În acest context, asigurarea consumului intern din surse interne, prin creșterea producției de gaze naturale trebuie să reprezinte un obiectiv strategic pentru dezvoltarea sectorului energetic.

În perioada **2017-2021**, producția de gaze naturale realizată la nivel național a înregistrat un trend descendent, de la **10.874,34 milioane m.c.**, în anul **2017**, la **9.046,72 milioane m.c.**, în anul **2021**, acesta reprezentând cel mai redus nivel al producției înregistrat în ultimul deceniu. **Cel mai important declin al producției de gaze naturale a fost înregistrat în intervalul 2019-2020, perioadă în care producția a scăzut cu 10,42%, în termeni absoluți cu 1.071,3 milioane m.c., astfel:**



**Figura 2.2** – Producția de gaze naturale realizată la nivel național (2017-2021)

La realizarea producției de gaze naturale, din intervalul de timp 2017-2021, au participat un număr de **15 producători**, care au extras, în total, **cantitatea de gaze naturale de 49.968,31 milioane m.c.**, mai puțin cu 8,1% față de producția realizată în perioada 2012-2016,

Fără implementarea de noi tehnologii care să conducă la creșterea gradului de recuperare în zăcăminte și fără implementarea proiectelor pentru exploatarea din zonele offshore din platforma continentală a Mării Negre, producția de gaze naturale va înregistra scăderi în continuare.

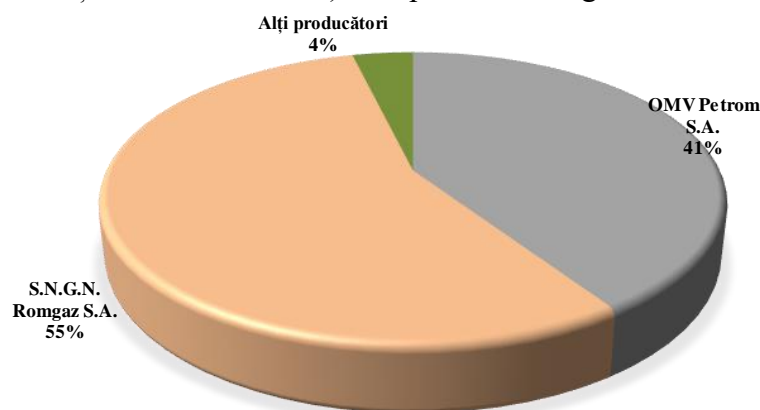
Descoperirea de noi rezerve necesită investiții în explorare geologică, iar exploatarea acestora necesită investiții în noi foraje, operațiuni în sonde, infrastructură, etc. În același timp, dezvoltarea și punerea în producție a rezervelor descoperite necesită investiții substanțiale.

🔗 **În perioada 2017-2021**, producția de gaze naturale din România a fost asigurată, în principal, de către cei **doi mari producători de gaze naturale, SNGN Romgaz SA și OMV Petrom SA**, care au realizat cumulativ **cca. 95%** din producția totală, respectiv:

- **SNGN Romgaz SA**, cu o **producție medie anuală** de **cca. 5.063 milioane m.c.** și o **producție totală** în perioada auditată de **25.316 milioane m.c.**, reprezentând **cca. 50,66%** din producția totală realizată la nivel național și

- **OMV Petrom SA**, cu o **producție medie anuală** de **cca. 4.433 milioane m.c.** și o **producție totală** în perioada auditată de **22.167 milioane m.c.**, reprezentând **cca. 44,36%** din producția totală realizată la nivel național.

**În anul 2021**, în funcție de cantitățile de gaze naturale extrase, cotele primilor doi mari producători (Romgaz SA și OMV Petrom SA) sunt prezentate în graficul următor:



**Figura 2.3** – Producția de gaze naturale realizată la nivel național, în funcție de producători, în anul 2021

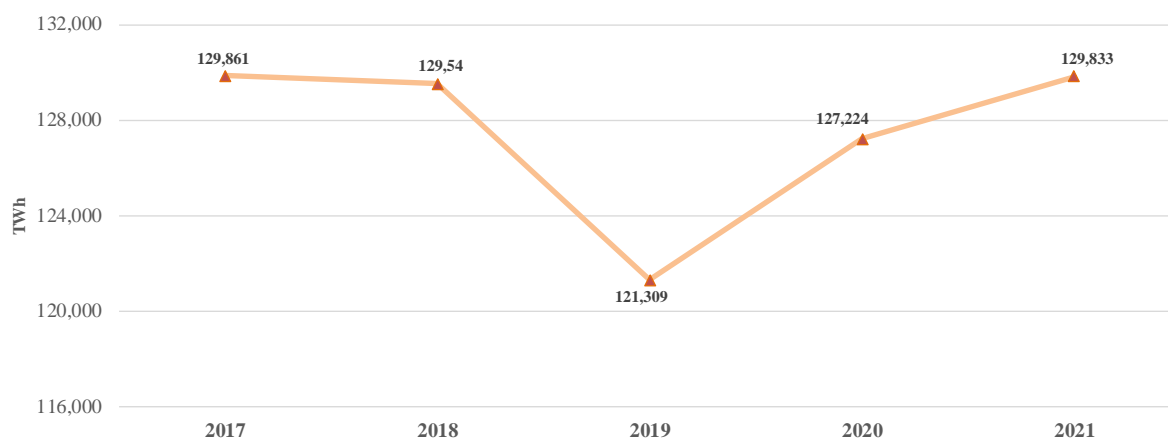
✎ În ceea ce privește **zăcământul Caragele**, aflat în cadrul perimetrului RG-06 Muntenia Nord-Est, producția de gaze naturale realizată în cadrul acestui zăcământ a cunoscut un declin accentuat în anul 2022 comparativ cu anul 2021, respectiv de la cantitatea de 375,96 milioane m<sup>3</sup>, în anul 2021, la cantitatea de 282,67 milioane m<sup>3</sup>, în anul 2022, fiind înregistrată o diminuare cu 33% a cantității extrase. Dacă în anul 2021, ponderea producției de gaze naturale realizate în cadrul acestui zăcământ a reprezentat 7,48% din totalul producției realizate de compania Romgaz SA, **în anul 2022, ponderea cantității produse în cadrul acestui zăcământ s-a redus cu 1,69 puncte procentuale, până la 5,78%.**

**În acest context, având în vedere importanța acestui zăcământ, se remarcă necesitatea realizării de investiții care să conducă la extinderea duratei de exploatare și la creșterea producției.**

**Principalii factori care au afectat producția OMV Petrom SA și Romgaz SA**, în perioada 2017-2021, au fost: declinul natural al rezervelor de gaz, transferul a 68 zăcăminte către alți operatori, scăderea semnificativă a vânzărilor de gaze naturale ca urmare a suprapunerii unor factori care au avut ca efect reducerea cererii de gaze naturale pe termen scurt în anul 2020, parțial contrabalansate de contribuția lucrărilor de reparații capitale și a sondelor noi.

#### ✎ *Consumul de gaze naturale la nivel național*

**În perioada 2017-2021**, consumul intern de gaze naturale a fost de 637,76 TWh, fiind înregistrată o evoluție în *"formă de V"*, în sensul că valori mai ridicate au fost înregistrate în anii 2017 (129,86 TWh) și 2021 (129,83 TWh), iar valoarea cea mai redusă a fost înregistrată în anul 2019 (121,309 TWh) (Figura 2.4)



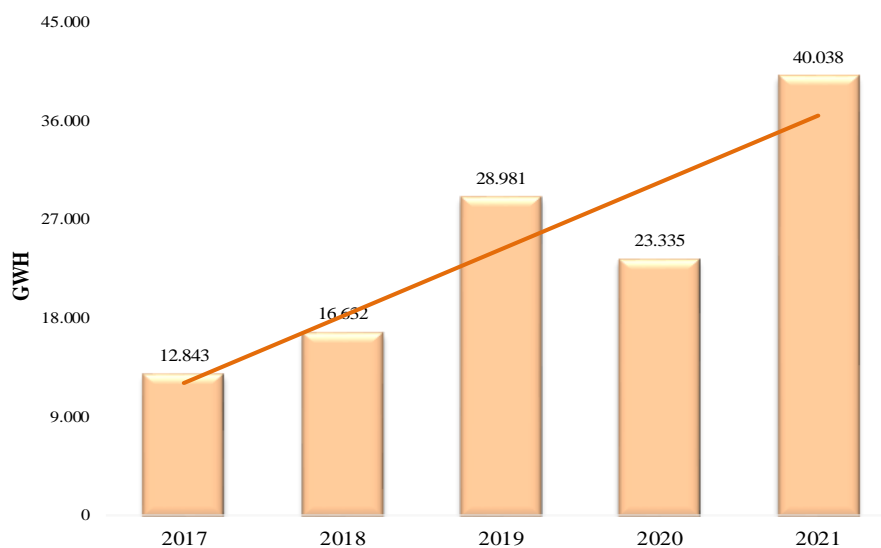
**Figura 2.4**– Consumul intern de gaze naturale în perioada 2017-2021

Din consumul total de gaze naturale de 637,76 TWh, înregistrat în perioada 2017-2021, consumul clienților finali reprezintă cca. 93% (593,62 TWh), iar diferența de cca. 7% (44,14 TWh) este reprezentată de consumul tehnologic, consumul energetic, abaterile datorate erorilor de măsurare și de cantitățile de gaze aflate în conducte.

**În funcție de tipul consumatorilor, în perioada 2017-2021**, consumul de gaze naturale al clienților casnici a crescut cu aproximativ 19% în anul 2021 față de cel din anul 2017, de la valoarea de 34.269 GWh, la 40.837 GWh, în timp ce consumul de gaze naturale al clienților noncasnici a înregistrat în anul 2021 (81.075 GWh) o scădere cu cca. 5%, față nivelul înregistrat în anul 2017 (86.097GWh).

#### *Importul de gazele naturale la nivel național*

**În perioada 2017-2021**, România a importat o cantitate totală de **121.828,72 GWh** gaze naturale, cu aproximativ 64% mai mult față de perioada 2012-2016, (**74.287,109 GWh** gaze naturale -echivalentul a **6.970.620 mii m.c.**), fiind înregistrată o **creștere semnificativă** a acestei surse de aprovizionare **pe fondul scăderii producției** de gaze naturale, astfel că în anul **2021** cantitatea de gaze naturale achiziționată din import a înregistrat o creștere de **cca. 3 ori** comparativ cu cea importată în **anul 2017**, așa cum se observă din diagrama următoare:



**Figura 2.5** – Evoluția cantităților de gaze naturale achiziționate din import în perioada 2017-2021

**Prețul de import al gazelor naturale** a fluctuat în perioada 2017-2020, pornind de la 78,86 lei/MWh în ianuarie 2017, a urcat până un maxim de 127,93 lei/MWh înregistrat în luna octombrie 2018 și a scăzut până la un minim de 40,77 lei/MWh, înregistrat în luna iunie 2020. În anul 2021, prețul gazelor naturale de import s-a triplat, pornind de la 68,57 lei/MWh în luna ianuarie și ajungând până la 208,77 lei/MWh în luna decembrie, maximul de 245,64 lei/MWh fiind înregistrat în octombrie 2021, pe fondul creșterilor de preț înregistrate la nivel mondial.

Reducerea prețului la gazele naturale din import coroborată cu intrarea în vigoare a O.U.G. nr.19/2019, act normativ prin care s-a stabilit un preț fix de vânzare pentru cantitățile de gaze rezultate din activitatea de producție internă curentă către furnizorii clienților casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației, a dus la creșterea prețului gazelor din producția internă tranzacționate pe bursă pentru consumatorii industriali, astfel că importurile au devenit o soluție mai eficientă din punct de vedere al tarifelor.

Spre exemplu, România a importat în luna mai 2019 o cantitate de gaze de 1.235,29 GWh, de 368 de ori mai mult față de aceeași lună a anului precedent (mai 2018), când au fost realizate importuri în cantitate de 3.353 MWh. În luna aprilie 2019, cantitățile de gaze din import au fost de 106 de ori mai mari decât cele din aprilie 2018. Totodată, prețul mediu al gazelor de import în luna mai 2019 a fost de 89,2 lei/MWh, în timp ce pe prețul mediu de tranzacționare pe BRM (platforma Disponibil) a fost de 97,5 lei/MWh, cu aprox. 9% mai mare decât cel al gazelor de import, așa cum rezultă din datele furnizate de ANRE prin rapoartele anuale de monitorizare.

În ceea ce privește **proveniența gazelor din import**, în intervalul de timp 2017-2020, dependența față de importurile din Federația Rusă a înregistrat o scădere continuă, de la 99,97% în anul 2017, până la un minim de 90,96% în anul 2020, ceea ce semnifică identificarea unor surse alternative de aprovizionare.

✎ În ceea ce privește **structura gazelor naturale intrate în piață**, dacă în perioada **2017-2021**, ponderea **producției interne a scăzut**, de la cca. **89,98%** în anul **2017**, la cca. **70,50%** în anul **2021**. **Această situație a generat majorarea ponderii** cantităților de gaze naturale provenite din **import, cantități care au crescut** de la cca. **10,02%** în anul **2017**, la cca. **29,50 %** în anul **2021**.

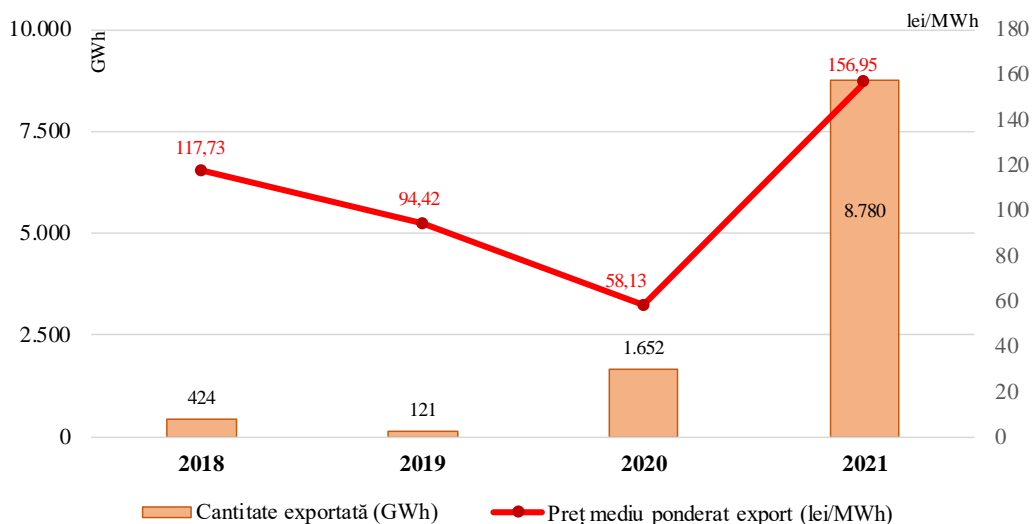
**Declinul producției de gaze naturale** înregistrat la nivel național s-a suprapus în anul 2021 cu situația înregistrată la nivel european în ceea ce privește creșterea prețurilor de tranzacționare pentru gazele naturale, fapt ce a condus la majorarea volumului de gaze naturale importat, în anul 2021, fiind **înregistrat un deficit al soldului balanței comerciale de 578,4 milioane euro**<sup>12</sup>.

### ✎ *Exportul de gaze naturale*

✎ În perioada **2018-2021**, România a exportat o cantitate totală de gaze naturale de **10.976 GWh**, fiind **înregistrată o creștere semnificativă a acestor cantități**, comparativ cu perioadele anterioare. Astfel, în situația în care în anul 2018 cantitatea de gaze naturale exportată a fost de 424,091 GWh, aceasta a ajuns în anul 2020 la 1.651,87 GWh, pentru ca în anul **2021** să ajungă la **8.779,57 GWh, de 5,3 ori mai mult față de volumul exportat în anul anterior**, așa cum se poate observa din Figura 2.6.

<sup>12</sup> INS – TempoOnline – cod THIO711

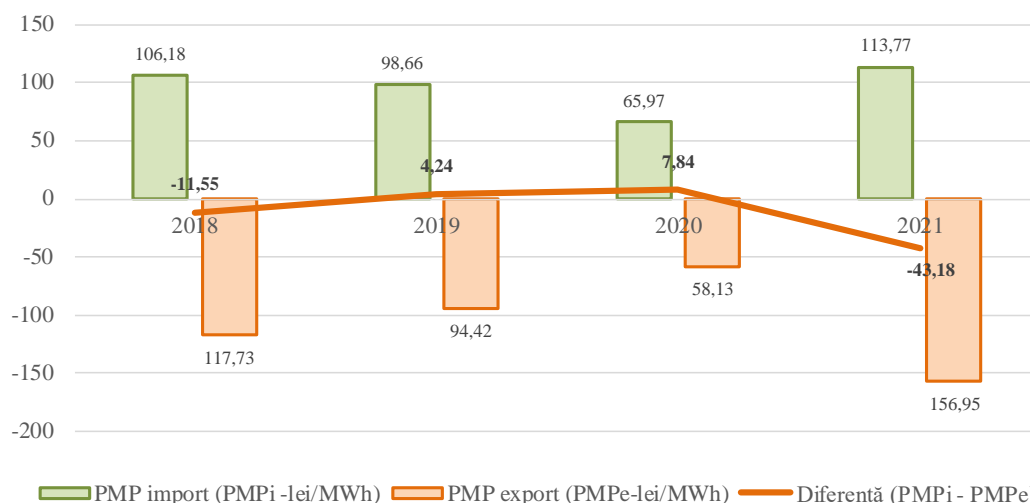




**Figura 2.6** – Evoluția exportului de gaze naturale și a prețului mediu ponderat la export, în perioada 2018-2021

Din analiza comparativă a prețurilor medii ponderate de vânzare la export cu cele de achiziție din import, din perioada 2018-2021, se constată faptul că:

- în perioada 2019-2020, **importurile anuale de gaze naturale s-au realizat la prețuri medii ponderate superioare celor la care s-a realizat exportul** (PMP import > PMP export);
- **diferența** dintre prețul mediu ponderat la care s-a realizat importul de gaze naturale și cel la care s-a realizat exportul **s-a situat între un minim de 4,24 lei/MWh, înregistrat în anul 2019, și un maxim de 7,84 lei/MWh, înregistrat în anul 2020;**
- **diferența** dintre prețul mediu ponderat la care s-a realizat exportul de gaze naturale și cel la care s-a realizat importul **a ajuns la 43,18 lei/MWh, în anul 2021:**



**Figura 2.7** Evoluția prețului mediu ponderat (PMP) pentru importul și exportul de gaze naturale, 2018-2021

**Chiar și în condițiile în care au existat intervale de timp în care prețurile medii de export au fost superioare celor la care s-a realizat importul de gaze naturale, datorită volumului mai mare de gaze naturale din import, la nivel național a fost înregistrat un deficit al soldului balanței comerciale de 2.056,3 milioane euro<sup>13</sup> (import de 2.335,8 milioane euro - export de 279,5 milioane euro), în intervalul 2017-2021.**

<sup>13</sup> INS – TempoOnline THIO711 – Ținta1

### 3. Analiza investițiilor prevăzute și realizate în sectorul gazelor naturale în vederea dezvoltării producției

✎ În perioada auditată, în vederea concesionării operațiunilor petroliere de explorare, dezvoltare și exploatare a petrolului, **s-au aflat în derulare acorduri petroliere** pentru un număr de 487 perimetre, din care :

- **55 perimetre pentru desfășurarea de operațiuni petroliere de explorare, dezvoltare și exploatare;**
- **432 perimetre pentru desfășurarea de operațiuni petroliere de dezvoltare – exploatare și exploatare**, având ca titulari SC OMV Petrom SA (205 perimetre), SNGN Romgaz SA (113 perimetre), Mazarine Energy Romania (28 perimetre), alți titulari (86 perimetre).

#### 3.1 Realizarea lucrărilor în etapa de explorare

Lucrările de explorare se realizează atât pe bază de **acorduri de explorare** cât și pe bază de **permise de prospecțiune**, acordate de autoritatea competentă (ANRM) pentru un perimetru definit prin coordonate topogeodezice, permis ce se acordă pentru o durată de maximum **3 ani**, fără drept de prelungire.

**Explorarea resurselor de petrol** aflate în subsolul țării necesită un efort investițional ridicat din partea operatorilor economici și totodată poate oferi posibilități relativ reduse de descoperire de noi rezerve și de recuperare a investițiilor prin exploatare.

#### *✎ Lucrările de explorare executate pe bază de permise de prospecțiune*

În perioada 2017-2021, s-au aflat în derulare lucrări de explorare efectuate în baza a **16 permise de prospecțiune**, acordate de ANRM unui număr de **5 companii din domeniul petrolier**, în cadrul a **13 perimetre petroliere**.

Totodată, ANRM a respins un număr de **3 solicitări de acordare** a permiselor de prospecțiune pentru **4 perimetre**, motivat de faptul că **perimetrele solicitate se suprapuneau cu perimetrele care au făcut obiectul unui apel public**, precum și de faptul că permisele de prospecțiune nu pot fi prelungite.

✎ Dintre lucrările de prospecțiune asumate de titularii de permise de prospecțiune, **au fost efectuate lucrările stabilite prin 11 permise**, având o valoare prevăzută de 190.500 euro, iar în cazul unui permis nu au fost realizate lucrările în valoare prevăzută de 53.000 euro. Totodată, în cazul a 4 permise (perimetrele Bărbuncești, Slănic-Ferăstrău – Cerdac – Nineasa, Brăila și Ialomița), lucrările de explorare au fost efectuate dar nu au fost stabilite valorile inițiale ale lucrărilor propuse a fi realizate, întrucât acestea au fost propuse a se realiza în cadrul unor proiecte majore.

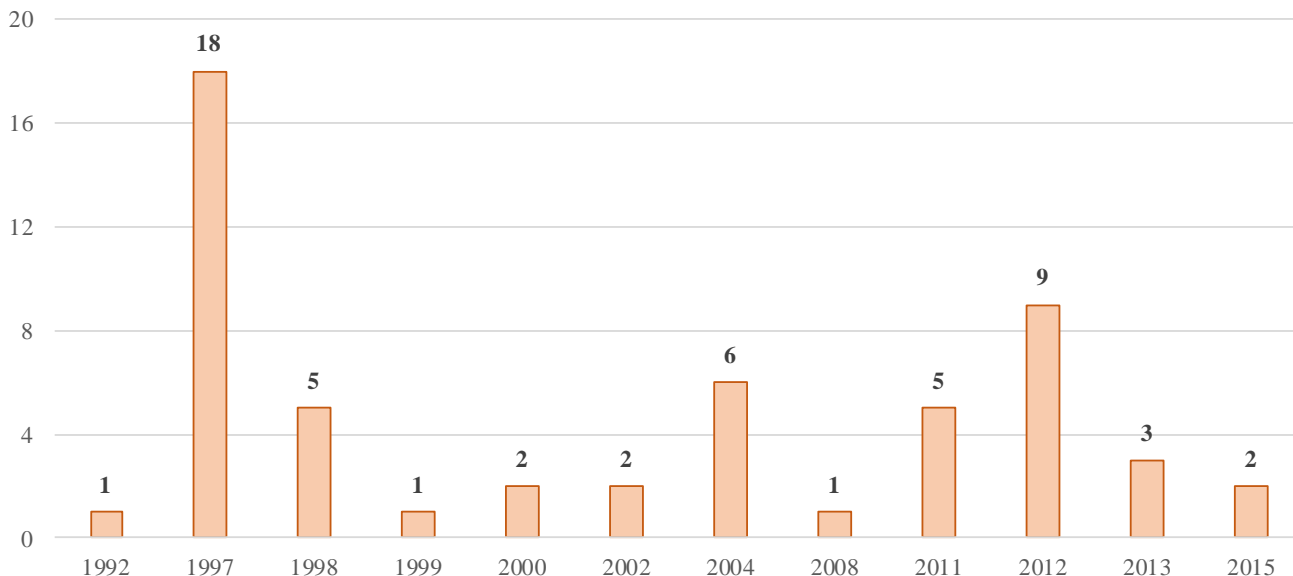
#### *✎ Lucrările de explorare executate în baza Acordurilor petroliere*

✎ În perioada 2017-2021, între ANRM și concesionari **s-au derulat acorduri petroliere de explorare pentru un număr de 55 de perimetre**, încheiate cu un număr de 39 de operatori economici, astfel:

- **OMV Petrom SA** – concesionar pentru un număr de **10 perimetre;**

- **SNGN Romgaz SA** – concesionar pentru un număr de **9 perimetre**<sup>14</sup>;
- **alți titulari** – concesionari pentru un număr de **36 de perimetre**, din care **20 de perimetre** acordate în cadrul Runderi a X.

**Pe ani**, în funcție de anul acordării concesiunii, numărul de perimetre pentru care au fost derulate acorduri petroliere în vigoare în perioada 2017-2021 se prezintă astfel:



**Figura 3.1** Distribuția acordurilor de concesiune care includ lucrări de explorare în funcție de anul acordării

Deși inițial, prin Acordurile de concesiune, s-a prevăzut ca operațiunile de explorare să fie realizate într-o perioadă inițială de 5-6 ani, operatorii economici au realizat lucrări de investiții suplimentare față de cele asumate inițial, fiind descoperite și exploatare rezerve de gaze naturale, **lucrările de explorare sunt continuate și la intervale de peste 25 de ani de la momentul acordării concesiunii.**

#### *Concesionarea operațiunilor petroliere în perioada auditată*

Ulterior organizării apelului public de ofertă din perioada 2009-2010 (Runda X), **la nivelul ANRM a fost stabilită, în anul 2019, Lista perimetrelor pentru executarea operațiunilor petroliere de explorare, dezvoltare și exploatare, oferite pentru concesiune prin apel public de ofertă - Runda a XI-a/2019** cuprinzând un număr de **28 de perimetre** din care **6 offshore** și **22 onshore** însumând o suprafață totală de 25.644,704 km<sup>2</sup>.

Apelul public de ofertă pentru concesionarea operațiunilor petroliere, inițiat de ANRM în anul 2019, nu a avut nicio finalitate și nu a condus la atribuirea dreptului de concesiune petrolieră, entitatea auditată neprezentând cauzele care au condus la nefinalizarea acestui proces și nejustificând această decizie.

**Timp de 10 ani**, în intervalul 2009-2019, **ANRM nu a inițiat apeluri publice de ofertă pentru concesionarea operațiunilor petroliere** în cadrul zonelor libere pentru concesionarea de operațiuni petroliere, deși au fost identificate **68 de perimetre în care nu se desfășoară operațiuni petroliere și au existat solicitări de inițiere a concesiunii petroliere** din partea operatorilor

<sup>14</sup> ANRM a emis decizie de încetare a concesiunii pentru perimetrul EVIII-8 Est Depresiunea Panonică

economici. Totodată, ANRM nu a **completat registrul privind cererile de concesiune a operațiunilor petroliere**, acest instrument de evidență nefiind întocmit la nivelul entității auditate. Lipsește o evidență clară a solicitărilor formulate de agenții economici în vederea inițierii concesiunilor petroliere.

Efectul neacordării de noi concesiuni constă în diminuarea perspectivelor de a descoperi noi rezerve de gaze naturale, cu atât mai mult cu cât la acest moment gazul natural este considerat combustibil de tranziție ce va putea fi utilizat pentru o perioadă limitată de timp, context în care întârzierea punerii în producție de noi rezerve conduce la diminuarea posibilității de exploatare.

### *Situația Acordurilor petroliere încheiate în urma apelului public – Runda X*

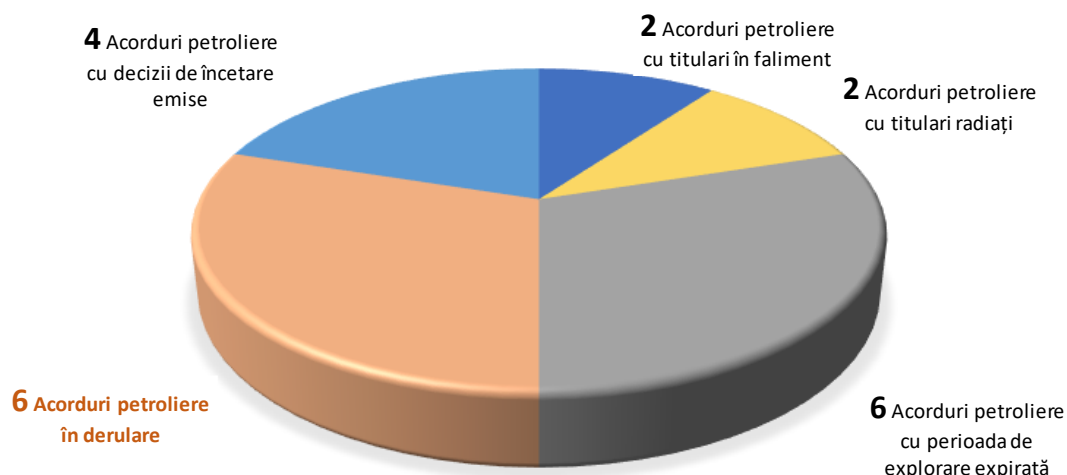
**Concesionarea operațiunilor petroliere** se realizează prin Acord petrolier încheiat între ANRM și persoane juridice române sau străine, **câștigătoare ale unui apel public de ofertă**.

Ultimul **apel public de ofertă pentru concesionarea operațiunilor petroliere a avut loc în anul 2009**, moment la care prin **Ordinul președintelui ANRM nr. 179/27.08.2009** a fost stabilită lista perimetrelor petroliere de explorare, dezvoltare și exploatare oferite pentru concesiune prin apel public de ofertă, **Runda a X-a**, cuprinzând un număr de **30 perimetre petroliere**.

În urma apelului public de ofertă derulat în perioada noiembrie 2009 – iulie 2010, **au fost depuse oferte** privind concesionarea operațiunilor petroliere și au fost adjudecate **20 de perimetre** fiind **declarați câștigători 10 operatori economici**.

**Situația celor 20 de perimetre pentru care au fost încheiate Acorduri de concesiune petrolieră** în urma derulării apelului public de ofertă din **Runda a X-a**, este următoarea:

- în cazul a **4 perimetre** (EX - 17 Costinești, EX – 18 Vama Veche, EX - 19 Adamclisi și EX- 29 Est Raposodia), ANRM a emis **decizii de încetare a acordurilor de concesiune**;
- în cazul a **2 perimetre** (EX-9 Păuliș și EX-11 Buziaș) a fost închisă procedura de faliment a titularului acordurilor petroliere, **societatea fiind radiată**;
- în cazul a 6 șase perimetre (EX- 12 Crai Nou, EX- 4 Tulca, EX - 25 Luceafărul, EX- 2 Tria, EX 6 Curtici, EX – 10 Parța) **perioada de explorare a expirat**;
- în cazul a **2 perimetre** (Muridava, Est-Cobălcescu) împotriva titularului Acordurilor petroliere **a fost deschisă procedura falimentului**, astfel că situația celor 20 de perimetre concesionate prin apelul public de ofertă din cadrul Runde X se prezintă la **31.12.2022**, astfel:



**Figura 3.2** Situația Acordurilor de concesiune petrolieră încheiate în perioada 2011-2015

✎ În concluzie, **din cele 20 de perimetre** pentru care în intervalul 2011-2015 au fost încheiate Acorduri de concesiune petrolieră, **numai în cazul a șase perimetre, Acordurile se află în derulare**, iar în restul de 14 perimetre, acordurile au încetat sau sunt în diverse faze de încetare.

✎ Totodată, s-a remarcat faptul că **în niciunul din cele 20 de perimetre** pentru care au fost încheiate Acorduri de concesiune petrolieră în urma derulării apelului public de ofertă din Runda a X-a, **programele minime de explorare nu au fost finalizate la termenele stabilite inițial** și asumate de titularii de acord, ANRM acordând **prelungirea succesivă a perioadei de explorare**, în unele situații fiind acordate **prelungiri prin care perioada de explorare a ajuns să fie cuprinsă între 9 și 10 ani** (în cazul perimetrelor Voivozi, Tria, Băile Felix, Crai Nou Adea, Curtici, Periam, Biled, Pața și Trident).

**Cauzele** care au condus la nefinalizarea lucrărilor de explorare în cadrul termenelor inițiale stabilite prin Acordurile de concesiune petrolieră constau în:

- indisponibilitatea datelor geologice de explorare cu privire la perimetrele concesionate, aflate în gestiunea ANRM la acea dată, lipsa și calitatea slabă a datelor istorice;
- opoziția comunităților locale la realizarea operațiunilor petroliere pe teren;
- aspecte referitoare la autorizare (efectuarea de operațiuni petroliere în arii protejate, schimbări de legislație, aspecte legate de cadastru și de terenuri);
- situația excepțională a anului 2020, ca urmare a pandemiei Covid 19;
- opoziția față de desfășurarea de operațiuni petroliere, litigii cu proprietarii de terenuri privind dreptul de acces în vederea realizării operațiunilor petroliere;
- acces îngreunat pe terenurile necesare efectuării de operațiuni petroliere și modificarea legislației privind vânzarea-cumpărarea terenurilor agricole situate în extravilan;
- împiedicarea exercitării dreptului de servitute legală.

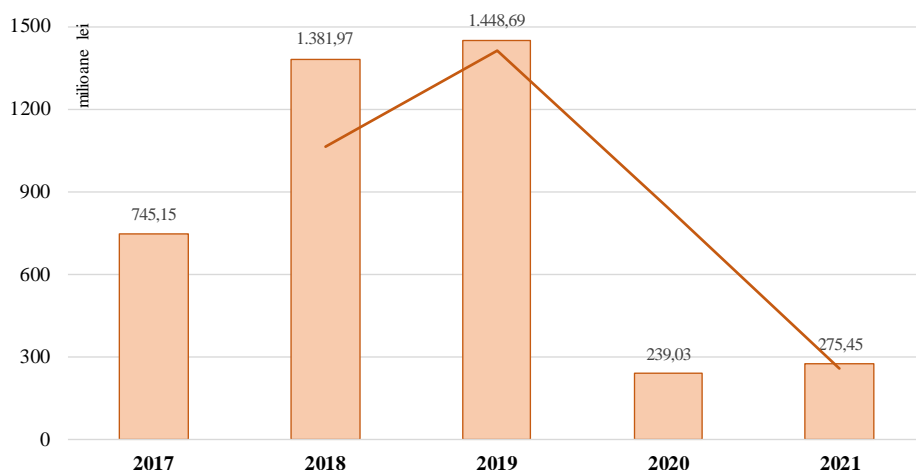
**Efectul** nefinalizării în termenele stabilite a lucrărilor aferente programului minim de lucrări asumat prin Acordurile de concesiune petrolieră constă în scăderea nivelului investițiilor, cu consecință în diminuarea șanselor de a descoperi noi resurse și rezerve de gaze naturale.

✎ În ceea ce privește disponibilitatea și calitatea datelor geologice deținute de ANRM, auditul a remarcat **deficiențe în punerea la dispoziția concesionarilor a tuturor datelor geologice și geofizice de explorare** cu privire la perimetrele concesionate, aflate în gestiunea agenției la acea dată, precum și lipsa și calitatea slabă a datelor istorice, cu efect în generarea unor întârzieri în desfășurarea activității de explorare.

### ✎ *Realizarea lucrărilor de explorare de către titularii de Acorduri de concesiune petrolieră*

**Investițiile** joacă un rol deosebit în dezvoltarea producției, atât prin descoperirea de noi rezerve cât și prin îmbunătățirea gradului de recuperare actual prin reabilitarea, dezvoltarea și modernizarea facilităților existente.

În perioada 2017-2021, valoarea investițiilor efectuate de titularii de acorduri petroliere a avut o evoluție ascendentă în prima parte a intervalului, fiind înregistrată o creștere cu 99,78%, de la 745,15 milioane lei, în anul 2017, la 1.488,69 milioane lei, în anul 2019, după care a fost înregistrată o scădere accentuată, de peste 5,4 ori, până la valoarea de 275,45 milioane lei, astfel:



**Figura 3.3** Valoarea investițiilor realizate în cadrul Acordurilor de concesiune petrolieră pentru perioada de explorare

Sub un prim aspect, auditul a constatat și faptul că, **nu în toate cazurile ANRM deține informații și date privind investițiile realizate și valoarea finală a lucrărilor efectuate de către titularii de Acorduri petroliere, de la momentul inițierii concesiunii și până în prezent.** Spre exemplu, pentru perimetrele EX 2 Tria, EX 6 Curtici, EX 30 Trident, EX 10 Parța, EIII-7 Sud Craiova, XIX Neptun, V Băicoi, XIII Pelican+VI Midia nu au fost comunicate informații financiare cu privire la valoarea lucrărilor realizate de către titulari.

În ceea ce privește realizarea lucrărilor efectuate în cadrul Programelor minime de lucrări pentru un eșantion de 12 perimetre, s-au constatat următoarele:

✓ **au fost realizate investițiile** prevăzute în Programele minime de lucrări, la o valoare cumulată de 233.526.000 USD și 6.598.000 euro, în cazul a 10 perimetre (EX- 2 Tria, EX 6 Curtici, EX- 7 Periam, EX- 8 Biled, EX- 12 Crai Nou, EX - 30 Trident, EX – 10 Parța, RG-06 MNE, V Baicoi și XIII Pelican+ XV Midia);

✓ **au fost realizate lucrări suplimentare**, în cazul a 3 perimetre (EX-7 Periam, EX- 8 Biled, RG 06 Muntenia Nord-Est).

✓ au fost executate **lucrări în avans**, în valoare de 159.000.000 Euro în cadrul perimetrului XIX – Neptun.

#### *Nerealizarea la termen a lucrărilor prevăzute prin Programele minime de lucrări*

Potrivit prevederilor acordurilor petroliere, în timpul perioadei de explorare, titularii s-au angajat să execute cel puțin lucrările prevăzute în programul minimal (minim), sub condiția realizării fizice a acestuia. În cazul în care titularul nu realiza integral lucrările, valoarea lucrărilor neexecutate din vina proprie, trebuia pusă la dispoziția ANRM, **pentru a fi virată la bugetul de stat.**

În cazul operațiunilor petroliere desfășurate în cadrul a 14 perimetre, **auditul a constatat nerealizarea la termen a lucrărilor** prevăzute prin Programele minime de lucrări, **în valoare de 171.421.250 USD, 40.128.000 Euro și 1.600.000 lei.**

Dintre cauzele nerealizării programelor minime precizăm accesul dificil la terenurile pe care se desfășoară operațiunile petroliere (perimetrele EX-6 Curtici și EX- 2 Tria), opoziția comunităților locale față de operațiunile petroliere, intrarea în faliment a titularului.

**Cauzele** care au condus la apariția dificultăților privind accesul la terenuri au fost de natură legislativă, prin Legea Petrolului nefiind reglementat clar modul de dobândire al folosinței și accesul la terenurile pe care se efectuează operațiuni petroliere.



Lipsa accesului la terenuri a titularului a **generat** cheltuieli oneroase în litigiile cu proprietarii, întârzieri în obținerea de permise, avize, autorizații pentru desfășurarea operațiunilor petroliere și nerealizarea lucrărilor în termenele asumate.

Nerealizarea programelor minimale de lucrări a condus la diminuarea perspectivelor de a descoperi noi resurse și rezerve de gaze naturale.

✂ **ANRM a întreprins parțial demersuri pentru recuperarea contravalorii lucrărilor neexecutate de titularii de Acorduri petroliere**, stabilite prin Programul minimal de explorare, respectiv a sumei de 7.700.000 Euro și 150.856.308 USD. Au fost identificate situații în care: **procedura de faliment împotriva debitorului a fost închisă, astfel nefiind recuperată contravaloarea lucrărilor neefectuate de către acesta; instanțele arbitrale au respins acțiunile ANRM; procedurile de recuperare sunt în curs de soluționare.**

Totodată, în urma emiterii de către ANRM a **deciziilor de încetare a concesiunii, au fost recuperate sume în valoare de 99.270.187 USD și 30.635,25 Euro, reprezentând contravaloarea lucrărilor neexecutate** scadente la data notificării renunțării de către titulari la acordurile de concesiune, fiind **virată la bugetul de stat suma de 373.453.600,38 lei.**

Suplimentar față de aspectele menționate anterior ce au avut ca efect nerealizarea lucrărilor de investiții la termenele și în volumul stabilit, auditul a identificat o serie de elemente care au generat întârzieri în realizarea unor proiecte de investiții:

✂ **întârzieri în aprobarea actelor adiționale la acordurile de concesiune pentru prelungirea perioadei de explorare** – identificarea entității (ANRM/Guvern) care are competența de a aproba acordarea extinderii perioadei de explorare în cazul Acordurilor de concesiune pentru cinci perimetre a condus la întârzieri de aproximativ 6 luni între data semnării actelor adiționale și momentul aprobării prelungirii.

✂ **nu în toate cazurile aprobările** privind intrarea în faza a II-a a perioadei de explorare **au fost acordate în condițiile realizării integrale de către titulari a lucrărilor obligatorii aferente fazei I**, precum și în condițiile respectării termenului de notificare a agenției, aspecte constatate în cazul a două Acorduri petroliere (perimetrele EX-27 Muridava și Ex-28 Cobălcescu Est).

În aceste două cazuri, deși titularul nu a realizat integral lucrările obligatorii aferente Fazei I la termenele convenite (aprilie 2018), ANRM a aprobat, în noiembrie 2019, extinderea perioadei de explorare până în aprilie 2021, dar chiar și în aceste condiții nu au fost executate lucrările de explorare, context în care ANRM s-a înscris la masa credală pentru recuperarea contravalorii lucrărilor neefectuate de către **titular**, în valoare de 128.116.308 USD.

Una dintre **cauzele** care au generat această situație este determinată de nesolicitarea de **scrisori de garanție bancară de la titularii de acorduri petroliere, nefiind astfel instituite măsuri asiguratorii cu privire la recuperarea eficientă a contravalorii lucrărilor neexecutate.**

De asemenea, ANRM nu s-a îndreptat la instanțele arbitrale internaționale împotriva celui de-al doilea titular, ce deține 95% din drepturile și obligațiile prevăzute prin acordul de concesiune.

Participarea la procedura de insolvență a unui titular reprezintă o soluție care, pe de o parte, necesită un fond de timp îndelungat, iar pe de altă parte prezintă un grad redus de reușită, raportat la valoarea ridicată a sumelor pe care Agenția trebuie să le recupereze și la capacitatea financiară a debitorului. În condițiile în care ANRM are de recuperat suma de 128.116.308 USD, fonduri ce se cuvin bugetului de stat, este puțin probabil că acest lucru se va realiza având în vedere faptul că titularul acordului, **potrivit situațiilor financiare depuse la Ministerul Finanțelor pentru anul**

**2021, înregistra o pierdere de 1.085.657 lei, nu deținea active imobilizate, înregistra datorii de 24.112.247 lei și avea capitaluri negative de (-) 23.954.803 lei.**

*Efectul* nerealizării lucrărilor obligatorii la termenele stabilite prin Acordurile de concesiune constă în blocarea realizării de investiții în perimetre, cu consecință în reducerea posibilității de a realiza noi descoperiri de resurse/rezerve.

**În concluzie, nerealizarea în totalitate a lucrărilor de explorare de către titularii de Acorduri de concesiune petrolieră a condus la scăderea posibilității de a descoperi noi resurse de gaze naturale, aspect ce are influență asupra nivelului producției viitoare.**

### *Activitatea de explorare desfășurată de principalii producători de gaze naturale*

*Activitatea de explorare* și implicit cea de realizare a programelor de lucrări asumate de titularii de acorduri de concesiune este esențială pentru descoperirea de noi resurse și rezerve de gaze naturale, iar la nivelul principalilor doi producători care au deținut în perioada auditată calitatea de titular în cadrul acordurilor petroliere de explorare, **volumul lucrărilor realizate a depășit lucrările asumate prin programele minime de lucrări.** În cazul operatorului Romgaz SA a fost constatat **un grad de realizare fizic de 195,7% a lucrărilor seismice 3D**, precum și **un grad de realizare de 141,86% a lucrărilor de forare sonde** de explorare.

**Cu toate acestea**, în ceea ce privește volumul fizic al lucrărilor de explorare prevăzute și realizate anual de Romgaz SA, în intervalul 2017-2021, s-a constatat faptul că volumul lucrărilor planificate a înregistrat o tendință oscilantă, iar cel al lucrărilor realizate a înregistrat tendință de scădere (de la 24 de sonde în anul 2017, la 5 sonde în anul 2021).

Totodată, auditul a identificat un număr de **44 sonde săpate în perioada 2013-2021, aflate în conservare** în anul 2022, **dintre cauzele** nepunerii în funcțiune fiind menționată lipsa facilităților de suprafață, probleme de natură juridică întâmpinate la obținerea autorizației de construire a facilităților, dificultățile întâmpinate în obținerea avizelor și autorizațiilor, neîndeplinirea condițiilor pentru conectare la SNT și probleme generate de lipsa accesului la teren.

Efectul nepunerii în funcțiune a sondelor aflate în conservare constă în efectuarea de cheltuieli cu lucrări de reactivare a sondelor și în nevalorificarea producției aferente.

O componentă esențială a programelor de investiții la nivelul titularilor de acorduri de concesiune o reprezintă **lucrările de modernizare sonde și reparații capitalizabile** la sonde, la nivelul Romgaz SA constatându-se faptul că volumul fizic al lucrărilor realizate a depășit volumul planificat. În condițiile în care **numărul de sonde pentru care au fost efectuate lucrări de modernizare/reechipare și cele pentru care au fost efectuate reparații capitalizabile (815 sonde) a depășit numărul celor planificate (570 sonde)**, **cheltuielile aferente realizării acestor lucrări (804.608 mii lei) au înregistrat o diminuare față de nivelul planificat (945.208 mii lei)**, ceea ce semnifică **economicitatea și eficiența în utilizarea fondurilor cu această destinație.**

### *Activitatea de explorare în perimetrul Neptun*

Poziționarea geografică și deschiderea la Marea Neagră au o triplă dimensiune geostrategică pentru România, având în vedere posibilitatea exploatarea eventualelor depozite de gaze naturale, coridorul de transport din zona adiacentă și potențialul de asigurare a necesarului de resurse la nivel național. Până la acest moment, începând cu luna iunie 2022, din bazinul Mării Negre sunt exploatare resursele de gaze naturale din perimetrul Midia și Pelican, dar mari așteptări sunt legate de demararea exploatarea în perimetrul de apă adâncă Neptun.

Începând cu anul 2022, Romgaz SA a devenit parte din acest proiect, prin preluarea acțiunilor companiei **Exxon Mobil Exploration and Production România Limited (EMEPRL), companie cu sediul în Bahamas**. În acest sens, ROMGAZ SA a semnat, în mai 2022, contractul de vânzare-cumpărare a tuturor acțiunilor emise (reprezentând 100% din capitalul social) ale ExxonMobil Exploration and Production Romania (Califar) Limited, ExxonMobil Exploration and Production Romania (Domino) Limited, ExxonMobil Exploration and Production Romania (Nard) Limited, ExxonMobil Exploration and Production Romania (Pelican South) Limited și ExxonMobil Exploration and Production Romania Holdings Limited, acționari ai **Exxon Mobil Exploration and Production România Limited** care deținea 50% din drepturile dobândite și din obligațiile asumate prin Acordul Petrolier pentru zona estică, zona de apă adâncă a perimetrului offshore XIX Neptun din Marea Neagră.

**Finalizarea tranzacției** de achiziție și transferul tuturor acțiunilor ExxonMobil Exploration and Production Romania Limited s-a realizat în data de **1 august 2022**, iar ulterior, în octombrie 2022, ca urmare a schimbării structurii acționariatului EMEPRL, denumirea acestei companii a fost modificată în **Romgaz Black Sea Limited, companie cu sediul în Bahamas**. În vederea desfășurării operațiunilor din România, în mod similar a fost modificată și denumirea sucursalei EMEPRL, aceasta devenind **Romgaz Black Sea Limited Nassau (Bahamas) Sucursala București**.

În perioada auditată, în perimetrul Neptun (zona de apă adâncă), compania **Exxon Mobil Exploration and Production România Limited a fost desemnată operator**, iar ulterior, în iulie 2022, ANRM a fost notificată asupra faptului că începând cu 01.08.2022, **OMV Petrom SA este operatorul perimetrului**.

Operațiunile petroliere din perimetrul Neptun nu au fost concesionate ca urmare a organizării unui concurs public de ofertă ci, în mod direct, în temeiul art. 43 din Legea petrolului nr. 134/1995, în vigoare la momentul concesionării. Astfel, a fost încheiat Acordul de concesiune între ANRM și Societatea Nationala a Petrolului "Petrom" - S.A. București și Compania "ELF Aquitaine" aprobat prin HG 1233/2000. Ulterior, în baza aprobării ANRM, OMV Petrom și Exxonmobil Exploration and Production Romania Ltd. au fost stabiliți titulari în cadrul Acordului de concesiune petrolieră în perimetrul XIX Neptun, având o perioadă inițială de explorare stabilită la 5 ani contractuali, cu posibilitatea prelungirii cu două perioade suplimentare de explorare de câte 2 ani contractuali fiecare.

În perioada auditată, **a fost stabilită posibilitatea titularului de a executa în avans lucrări petroliere** fără ca lucrările executate în avans să fie considerate lucrări suplimentare și s-au eliminat unele dintre condițiile concesiunii petroliere privind termenele intermediare la împlinirea cărora titularul ar fi urmat să reducă anumite porțiuni din perimetru și să le pună la dispoziția Agenției Naționale pentru Resurse Minerale<sup>15</sup>.

Ulterior, perioada de explorare inițială (2004-2008) a fost prelungită succesiv până în noiembrie 2025, **s-a prelungit durata concesiunii cu 15 ani**, conducând la o **durată totală a Acordului de concesiune de 45 de ani** și a fost prelungit termenul de transmitere a declarației de descoperire comercială până la data de 31 decembrie 2022, iar **de la data ultimelor lucrări de forare sonde efectuate în cadrul perimetrului Neptun (sfârșitul anului 2016), au trecut mai mult de 6 ani**.

**În ceea ce privește valoarea lucrărilor efectuate în cadrul acestui perimetru, auditul a constatat o necorelare a valorii lucrărilor realizate, aspect ce nu a fost clarificat de autoritatea**

<sup>15</sup> Nota de fundamentare privind aprobarea Actului adițional nr. 3 (aprobat prin Hotărârea Guvernului nr. 551/30.07.2013)  
*SINTEZA - Performanța privind implementarea strategiilor și politicilor în domeniul investițiilor și producției de gaze naturale*

**competentă (ANRM).** Dacă inițial<sup>16</sup> s-a menționat faptul că au fost efectuate investiții în acest perimetru de peste **1,2 miliarde de euro**, ulterior<sup>17</sup> titularii au comunicat ANRM faptul că au cheltuit peste **1,8 miliarde de dolari**, deși conform rapoartelor anuale din perioada 2017-2020 puse la dispoziția auditului, au fost efectuate cheltuieli în sumă de **140,5 milioane euro**. **Potrivit raportărilor anuale ale titularului de acord de concesiune, valoarea contabilă netă a activelor aferente rezervelor nedovedite** incluse în costurile capitalizate, la data de 31.12.2022, (în principal în legătură cu **proiectul Neptun**), prezentate în raportul anual 2022 al OMV Petrom, este în valoare de **2.891,04 milioane lei**.

Totodată, în ceea ce privește prelungirea perioadei de explorare și trecerea în etapele de dezvoltare și exploatare, pe de o parte s-a invocat<sup>12</sup> **necesitatea acordării unei perioade de timp suplimentare pentru a continua explorarea resurselor de hidrocarburi disponibile**, iar în raportările titularului<sup>18</sup> se invocă (referitor la proiectul Neptun Deep), faptul că **“mediul legislativ actual nu oferă premisele necesare pentru o decizie de investiție în valoare de câteva miliarde”**.

Potrivit acordului de concesiune, titularul avea obligația de a transmite Declarația de descoperire comercială într-o perioadă de 5 ani de la forajul sondei cu rezultat. Având în vedere faptul că forarea primei sonde de explorare-deschidere Domino-1 în cadrul perimetrului Neptun a fost realizată la începutul anului 2012, titularul a depus la ANRM o declarație cu privire la o Descoperire comercială potențială în aprilie 2016, iar ulterior s-a acordat succesiv **prelungirea termenului de depunere a descoperirii comerciale până la data de 31 decembrie 2022**.

**În concluzie, după mai mult de 10 ani de la descoperirea unei acumulări de gaze prin sonde cu rezultat, în zăcămintele Domino și Pelican Sud (din cadrul perimetrului Neptun) a fost transmisă Declarația de descoperire comercială la finalul anului 2022, situație în care până la data finalizării misiunii de audit nu a fost emisă de ANRM Încheierea pentru confirmarea resurselor/rezervelor.**

Decizia finală de investiții în perimetrul Neptun a fost avută în vedere de titularii acordului de concesiune încă din anul 2017, aspect ce reiese din Rapoartele anuale<sup>19</sup> în care se menționează posibilitatea adoptării acesteia în funcție de stabilitatea fiscală și de claritatea cadrului legislativ: **“În ipoteza unei continue stabilități fiscale, a clarității cadrului legislativ și de reglementare, precum și a dezvoltării favorabile a pieței gazelor naturale, calendarul curent ne-ar permite luarea unei potențiale decizii finale de investiție în cea de-a doua jumătate a anului 2018.”**

### 3.2 Realizarea lucrărilor în etapa de dezvoltare-exploatare și exploatare

Din totalul de **432 de perimetre pentru care au fost încheiate acorduri de concesiune de dezvoltare-exploatare și exploatare**, pentru **205 perimetre titular este OMV Petrom SA**, pentru un număr de **113 perimetre titular este SNGN Romgaz SA**, Mazarine Energy Romania este titular în cazul a **28 perimetre și alți titulari pentru 86 perimetre**.

**✂ Din analiza lucrărilor prevăzute și realizate pe un eșantion de 20 de perimetre de dezvoltare-exploatare și exploatare**, auditul a constatat faptul că **lucrările de săpare de noi sonde au fost realizate în proporție de 75%** (a fost prevăzută săparea a 16 sonde noi și a fost realizată săparea a 12 sonde), **lucrările de side-track-uri au fost realizate în proporție de 75%** (au fost

<sup>16</sup> Nota de fundamentare la HG nr. 1003/2018

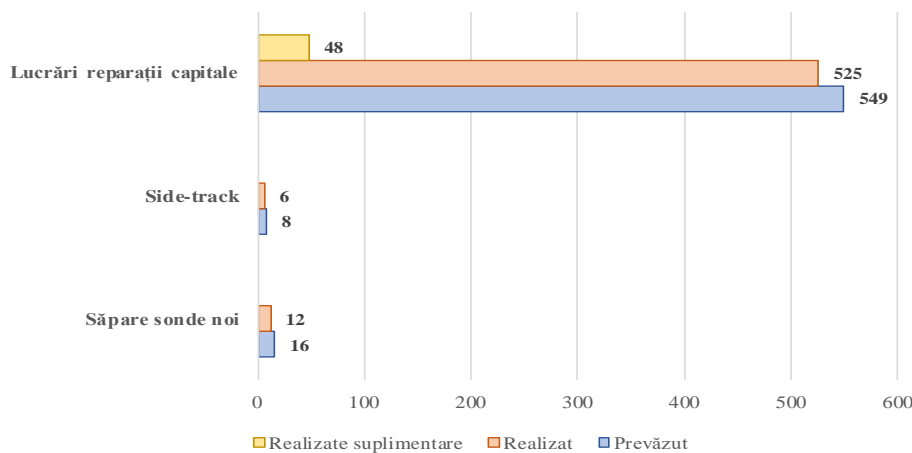
<sup>17</sup> Comunicare decembrie 2020

<sup>18</sup> Raport anual 2018 – OMV Petrom

<sup>19</sup> Raport anual 2017 – OMV Petrom

prevăzute 8 lucrări și au fost realizate 6), iar **lucrările de reparații capitale la sonde au fost realizate în proporție de 95,6%** (au fost prevăzute lucrări de reparații capitale la 549 sonde și au fost realizate lucrări la 525 sonde), cu mențiunea că, **suplimentar față de lucrările de reparații capitale prevăzute, au fost executate reparații suplimentare pentru 48 sonde.**

Grafic, situația comparativă a lucrărilor prevăzute a fi realizate și a celor efectiv executate, se prezintă astfel:



**Figura 3.4** Gradul de realizare al lucrărilor din perimetrele de dezvoltare-exploatare și exploatare

**Analiza efectuată asupra investițiilor realizate de principalii producători de gaze naturale**, în 346 perimetre de dezvoltare-exploatare și exploatare, a scos în evidență faptul că **nu în toate cazurile, prin Încheierile emise de către ANRM/ Avizele anuale au fost prevăzute lucrări obligatorii a fi realizate de titularii de acorduri, iar pe de altă parte s-a constatat o depășire a valorii lucrărilor realizate, față de valoarea prevăzută inițial.**

La nivelul principalilor producători de gaze naturale, în cazul celor **260 de perimetre pentru care se aflau în derulare acorduri de dezvoltare-exploatare** și al celor **86 de perimetre pentru care se aflau în derulare acorduri de exploatare**, au fost prevăzute lucrări în valoare de 142.309 mii USD și 3.374 milioane lei, fiind efectuate lucrări în valoare totală de 58.467 mii USD și 9.470 milioane lei, și lucrări suplimentare în valoare de 116.235 mii USD și 776 milioane lei.

### *Transferul drepturilor dobândite și obligațiilor asumate prin Acordul de concesiune*

Potrivit prevederilor art. 34 din **Legea petrolului nr. 238/07.06.2004**, titularul acordului petrolier poate transfera, total sau parțial, uneia sau mai multor persoane juridice **drepturile dobândite și obligațiile asumate prin acordul petrolier**, numai cu aprobarea prealabilă scrisă a ANRM iar, începând cu data de 28.02.2020, data intrării în vigoare a OUG nr. 27/04.02.2020, transferul se poate realiza numai după aprobarea prin hotărâre a Guvernului, la propunerea ANRM.

În perioada **2017-2021**, ANRM a aprobat transferul drepturilor dobândite și obligațiilor asumate de concesionari pentru desfășurarea de operațiuni petroliere în cadrul unui număr de **82 de perimetre**<sup>20</sup>. Din cele **70 de acorduri petroliere de dezvoltare-exploatare și exploatare pentru care ANRM a aprobat transferul**, în **97,14%** dintre acestea operațiunile petroliere erau

<sup>20</sup> 12 perimetre pentru operațiuni de explorare, dezvoltare și exploatare și 70 de perimetre de exploatare/ dezvoltare și exploatare



**efectuate, în calitate de titular, de OMV Petrom SA, ulterior această calitate fiind deținută de Mazarine Energy Romania SRL și Dacian Petroleum SRL.**

✎ Odată cu impunerea obligației de aprobare de către Guvern a transferului drepturilor dobândite și a obligațiilor asumate prin acord, s-a remarcat **majorarea perioadei de timp între data formulării cererii de transfer și data aprobării transferului** prin hotărâre de Guvern.

Astfel, în unele cazuri, **intrarea în vigoare a transferului** s-a realizat la momentul intrării în vigoare a hotărârilor de guvern, **la mai mult de un an de zile de la momentul solicitării transferului**, aspect ce are un efect negativ asupra derulării operațiunilor petroliere.

✎ **Totodată, auditul a constatat faptul că la aprobarea de către ANRM a transferului nu a fost prevăzută o cerință minimă de calificare, în raport cu situația economică și financiară a operatorilor economici care preiau drepturile dobândite și obligațiile asumate prin acordul petrolier, respectiv un anumit nivel al indicatorilor economico-financiari** iar, în majoritatea cazurilor, din actele de control încheiate în vederea aprobării transferului drepturilor dobândite și obligațiilor asumate prin acord, nu reiese verificarea pe teren a sondelor.

**Nestabilirea unor cerințe minime de calificare**, în raport cu situația economică și financiară a operatorilor economici care preiau drepturile dobândite și obligațiile asumate prin acordul petrolier a permis ca transferul drepturilor dobândite și a obligațiilor asumate să fie realizat către societăți care au înregistrat pierderi, nu aveau angajați și nu înregistrau cifre de afaceri.

**Neefectuarea verificărilor pe teren** este determinată în principal de volumul mare de operațiuni petroliere care trebuie verificate în perimetrele transferate într-un interval de timp relativ scurt de către compartimentele de inspecție teritorială. În anul 2022, la nivelul ANRM, posturile alocate în cazul Compartimentelor de Inspecție Teritorială Bistrița și Oradea erau vacante, iar cele ale Compartimentelor de Inspecție Teritorială Alba, Baia Mare, Oradea, Pitești, Ploiești și Craiova erau ocupate de câte o singură persoană.

Totodată, volumul mare de activitate raportat la personalul de specialitate poate constitui una dintre **cauzele care au determinat întâzieri în ceea ce privește perioada de soluționare de către ANRM a solicitărilor de aprobare a transferului drepturilor și obligațiilor**, în condițiile în care legislația incidentă stabilește un termen de analiză de 30 de zile, ajungându-se la situații în care aceste termene au fost depășite cu aproximativ 90 de zile.

**Consecința** existenței unei perioade lungi de timp pentru aprobarea transferului și preluarea drepturilor și obligațiilor de către titulari care nu au o situație financiară stabilă și solidă poate conduce, pe de o parte, la sistarea lucrărilor pe perioada realizării transferului, iar pe de altă parte generează un potențial risc în ceea ce privește executarea lucrărilor obligatorii.

✎ În situațiile în care ANRM a constatat faptul că titularii de Acorduri petroliere nu au executat la termen lucrările de dezvoltare și exploatare, deși **agenția a întreprins demersuri pentru recuperarea contravalorii lucrărilor neefectuate (13.625.503,01 lei și 14.560.000 USD)**, gradul de recuperare este extrem de redus, fiind **recuperată suma de 180.217 lei, reprezentând 0,25% din suma totală, datorită radierii unor titulari de acord sau formulării de acțiuni în instanță împotriva unor persoane care nu au calitate procesuală.**

**Totodată**, în cazul aprobării încetării operațiunilor petroliere de dezvoltare-exploatare și exploatare pentru un număr de 4 perimetre, **ANRM a emis decizii de încetare a acordurilor petroliere, recuperând suma totală de 255.299 lei**, reprezentând contravaloarea lucrărilor neexecutate scadente la data notificării renunțării de către titularii de acorduri petroliere.



Cu toate acestea, la nivelul ANRM **nu au fost luate măsuri pentru recuperarea sumei totale de de 8.044.000 lei și 3.629.769,98 USD** (reprezentând contravaloarea lucrărilor scadente și neexecutate la termen de concesionari), această situație fiind determinată de neurmărirea eficiență a modului în care operatorii își realizează obligațiile privind efectuarea lucrărilor de dezvoltare și exploatare. Pe de o parte, această situație este generată de lipsa de personal cu atribuții de control de la nivelul ANRM, iar pe de altă parte de faptul că, nu în toate cazurile titularii de acorduri petroliere au transmis către ANRM rapoartele anuale de activitate, acest aspect îngreunând efectuarea unei monitorizări eficiente a activității și a capacității financiare a titularilor.

În urma analizei efectuate pe un eșantion de 8 titulari de acorduri petroliere, auditul a constatat faptul că cinci dintre aceștia înregistrau la data depunerii ultimului bilanț (2020-2021) **capitaluri totale negative**, iar **rata solvabilității era subunitară**, fapt ce evidențiază un dezechilibru financiar pe termen lung care nu permite acoperirea datoriilor din activul net, fiind remarcată situația potrivit căreia operatorii nu aveau nici un angajat, sau în unele cazuri între 2-6 angajați.

#### **4. Investițiile realizate în vederea dezvoltării și creșterii gradului de siguranță în rețelele de gaze naturale, precum și în dezvoltarea depozitelor de înmagazinare**

##### **4.1 Analiza lucrărilor prevăzute și realizate în sectorul gazelor naturale în vederea dezvoltării și creșterii gradului de siguranță în rețelele de gaze naturale**

Investițiile în dezvoltarea rețelelor de distribuție a gazelor naturale s-au realizat atât în baza **programei de investiții propuse de operatorii de distribuție**, cât și în baza obligațiilor asumate de aceștia prin **contractele de concesiune a serviciului public de distribuție**.

Referitor la investițiile realizate în baza contractelor de concesiune a serviciului public de distribuție, **în perioada 2017-2021, legislația incidentă** care reglementa concesiunea serviciului public de distribuție a gazelor naturale **a suferit modificări** cu impact asupra încheierii și derulării contractelor de concesiune, **astfel:**

- **până la data de 19 iulie 2018, calitatea de autoritate contractantă** a serviciului public de distribuție gaze naturale a fost deținută de **Ministerul Economiei, Energiei și Mediului de Afaceri** (în perioada 01.2020-03.2021) și de **Ministerul Energiei** (în perioada 01.2017-01.2020, 03.2021-prezent);

- **începând cu data de 19 iulie 2018, calitatea de autoritate concedentă pentru operatorii economici Distrigaz Sud Rețele SRL și Delgaz Grid SA este deținută în continuare de către Ministerul Energiei**, iar pentru restul operatorilor, **calitatea de autoritate concedentă este deținută de autoritățile administrației publice locale** din unitățile administrativ-teritoriale sau asocieri ale acestora.

**Ministerul Energiei a predat, începând cu anul 2018, către autoritățile administrației publice locale** din unitățile administrativ-teritoriale un număr de **110 contracte de concesiune** a serviciului public de distribuție a gazelor naturale.

##### **4.1.1. Exercițarea calității de autoritate concedentă de către Ministerul Energiei**

**În ceea ce privește calitatea de autoritate concedentă exercitată de către Ministerul Energiei, la începutul anului 2017 se aflau în derulare un număr total de 206 contracte de concesiune (91 contracte încheiate din perioada 2003-2004, 105 contracte încheiate din perioada**

2005-2011 și 10 contracte încheiate în perioada 2012-2016), încheiate cu un număr de 38 de operatori de distribuție concesionari.

În perioada 2017-2021, Ministerul Energiei a încheiat (în anul 2018) un număr de 3 contracte de concesiune a serviciului public de distribuție a gazelor naturale prin procedura de licitație publică, a predat către UAT-uri un număr de 110 contracte de concesiune și a reziliat un număr de 3 contracte de concesiune a serviciului public de distribuție a gazelor naturale.

La finele anului 2021, Ministerul Energiei exercita calitatea de autoritate concedentă în cadrul unui număr de 96 contracte de concesiune a serviciului public de distribuție a gazelor naturale, din care: 85 contracte derulate cu operatorul de distribuție **Distrigaz Sud Rețele SRL** și 11 contracte derulate cu operatorul de distribuție **Delgaz Grid SA**.

✂ Din analiza modului de exercitare a atribuțiilor și îndeplinire a obligațiilor de către autoritatea concedentă (Ministerul Energiei), precum și din derularea contractelor de concesiune a serviciului public de distribuție a gazelor naturale, s-au constatat următoarele:

- **nu în toate cazurile, investițiile au fost finalizate la termenele convenite de părți.** Mai mult decât atât, au fost constatate situații în care **concedentul a acceptat în unele cazuri prelungirea termenului de realizare a investițiilor la peste 5 ani de zile după termenul până la care acestea trebuiau finalizate** (orașul Săliște - termenul de finalizare a investițiilor a fost stabilit la 31.12.2013, iar la 31.12.2022, gradul de realizare fizic al lucrărilor era de 68%; orașul Miercurea Sibiului - termenul de finalizare a investițiilor a fost stabilit în decembrie 2013, iar la 30.06.2022 gradul de realizare fizică a investiției era de 77%). Totodată, au fost identificate situații în care **lucrările de înființare/dezvoltare/ reabilitare a sistemelor de distribuție nu au fost demarate în zonele concesionate, fapt nerealizat nici după acordarea unor prelungiri, context în care Ministerul Energiei (în calitate de concedent) a reziliat contractele de concesiune a serviciului public de distribuție a gazelor naturale** (orașul Ștei – jud. Bihor; localitățile Ulmi, Căscioarele, Drăgănesca, Ghionea, Icoana, Moșteni, Poenari și Trestieni - jud. Giurgiu, comuna Poplaca – jud. Sibiu).
- **anterior perioadelor de reglementare** care s-au suprapus perioadei auditate (ex. perioada 2019-2023), între Ministerul Energiei și concesionarii serviciului de distribuție gaze naturale **nu au fost încheiate acte adiționale la Contractele de concesiune a serviciului public privind distribuția gazelor naturale prin care să fie stabilite investițiile minime care urmează a fi realizate de operatorii de distribuție și nici nu au fost prezentate documente din care să rezulte organizarea de întâlniri între cele două părți**, cu cel puțin 3/6 luni înainte de începerea fiecărei perioade de reglementare, nerespectându-se astfel prevederile contractelor de concesiune. Acest aspect a fost remarcat atât la nivelul contractelor pentru care Ministerul Energiei îndeplinește la această dată calitatea de autoritate concedentă, cât și la nivelul contractelor pentru care, începând cu anul 2018, această calitate a fost cedată autorităților publice locale din cadrul UAT-urilor.

O posibilă consecință a neîncheierii de acte adiționale între concesionarii serviciului de distribuție a gazelor naturale și ministerul de resort (în prezent Ministerul Energiei) prin care să fie stabilite investițiile minime care urmează a fi realizate pentru perioadele reglementate, este scăderea numărului de km de conducte și a numărului de bransamente înlocuite după expirarea perioadei pentru care prin contractul de concesiune au fost stabilite investițiile minime.

- **deși până la data de 26.10.2021 a fost colectată suma de 246.430.910 lei**, reprezentând impozit asupra veniturilor suplimentare offshore, aceasta **nu a fost utilizată în scopul stabilit inițial** (Legea nr. 256/2018), respectiv **finanțarea înființării și extinderii rețelelor de distribuție a gazelor naturale și a racordurilor la sistemul național de transport gaze naturale**, precum și alte investiții stabilite prin hotărâre a Guvernului, această sumă a fost utilizată pentru acoperirea plăților efectuate ca măsuri de sprijin pentru clienții casnici și noncasnici, în condițiile OUG nr. 118/2021 și OUG nr. 27/2022.
  - **nu au fost aprobate proceduri operaționale privind: încheierea contractelor de concesiune și a actelor adiționale pentru extinderea zonei concesionate; monitorizarea stadiului derulării contractelor de concesiune a serviciului public de distribuție a gazelor naturale** (care să reglementeze inclusiv procesul de monitorizare la fața locului a contractelor de concesiune); **acordarea/neacordarea unui aviz** urmare verificării **conformității investițiilor propuse în proiecte cu cerințele POIM 2014-2020** privind funcționalitatea inteligentă a rețelelor de distribuție de gaze naturale; **activitățile derulate la nivelul serviciului Concesiuni, Dezvoltare Rețele Gaze Naturale și Autorizări din cadrul Ministerului Energiei, cu atribuții în gestionarea contractelor de concesiune a serviciului public de distribuție a gazelor naturale.**
  - **exercitarea dreptului de a efectua verificarea respectării drepturilor din contractele de concesiune nu a fost efectuată de Ministerul Energiei în mod eficient**, întrucât în perioada auditată **nu au fost efectuate controale privind stadiul realizării investițiilor asumate de concesionari prin contractele de concesiune și nici nu a fost asigurată urmărirea executării lucrărilor. Lipsa efectuării controalelor la concesionari a fost constatată de auditorii Curții de Conturi încă din anul 2016 și adusă la cunoștința conducerii Ministerului Energiei prin rapoartele de audit pentru anii 2015, 2017 și 2018, dar și de Compartimentul Audit Intern din cadrul entității.**
  - potrivit cadrului legal<sup>21</sup> aplicabil, începând cu anul 2020, **concesionarul era obligat să dezvolte sistemul de distribuție a gazelor naturale în toate localitățile aparținătoare unei unități administrativ-teritoriale din cadrul căreia pentru cel puțin o localitate a concesionat serviciul de utilitate publică de distribuție a gazelor naturale.** În acest context, de la data intrării în vigoare a Legii nr. 290/2020, până la finalul anului 2022, între Ministerul Energiei, în calitate de concedent, și cei doi mari concesionari, Delgaz Grid SA și Distrigaz Sud Rețele SRL, **au fost încheiate 35 de acte adiționale** în vederea extinderii sistemului de distribuție pentru un număr de **1.032 localități**. Auditul a remarcat faptul că **actul normativ prin care s-a stabilit obligația concesionarului de a proceda la extinderea zonelor concesionate a serviciului public de distribuție a gazelor naturale, nu a avut efectul scontat, întrucât:**
    - **numai pentru un număr de 13 localități din cele 1.032 care au făcut obiectul actelor adiționale de extindere a zonelor concesionate s-a decis realizarea sistemului de distribuție a gazelor naturale.**
    - **în nicio localitate din cele 1.032 localități care au făcut obiectul actelor adiționale nu au fost finalizate lucrările de extindere a sistemelor de distribuție, în conformitate cu prevederile actelor adiționale încheiate între concedent și concesionar.**
- Totodată, auditul a remarcat faptul că, pentru unele din cele 1.032 localități care au făcut obiectul actelor adiționale de extindere a zonelor concesionate, pentru care concesionarul**

<sup>21</sup> Legea nr. 290 din 15 decembrie 2020

avea obligația de a realiza lucrările de extindere, în condiții de eficiență economică, au fost constatate situații în care pentru finanțarea obiectivelor de investiții, au fost depuse la MDLPA de către UAT-uri solicitări de finanțare în sumă de **106.983.596,56 lei** (valoare solicitată de la bugetul de stat), în cadrul Programului național de investiții „Anghel Saligny” (aprobat prin OUG nr. 95/2021).

#### **4.1.2 Exercițarea calității de autoritate concedentă de către autoritățile administrațiilor publice locale din cadrul UAT-urilor**

Începând cu data de **19 iulie 2018**, data intrării în vigoare a Legii nr. 167/2018, **calitatea de autoritate concedentă este deținută de autoritățile administrației publice locale** din unitățile administrativ-teritoriale sau asocieri ale acestora, după caz, pentru serviciul de utilitate publică de interes general, prin preluare de la **ministerul de resort** (Ministerul Energiei), **exceptând operatorii economici** Delgaz Grid SA și Distrigaz Sud Rețele SRL.

În acest context, în perioada **septembrie 2018 – ianuarie 2019**, între Ministerul Energiei și autoritățile administrațiilor publice locale din cadrul UAT-urilor, au fost încheiate **Procese verbale de predare-primire a documentelor referitoare la contractele de concesiune a serviciului public de distribuție a gazelor naturale**, fiind predate către UAT-uri un număr de 110 contracte de concesiune.

✎ Din analiza modului de exercitare a atribuțiilor și îndeplinire a obligațiilor de către autoritatea concedentă (ME/UAT-uri), precum și din derularea contractelor de concesiune a serviciului public de distribuție a gazelor naturale, s-au constatat următoarele:

- au fost constatate situații în care, **la peste patru ani de la data preluării calității de autoritate concedentă în contractele de concesiune a serviciului public de distribuție a gazelor naturale, autoritățile administrației publice locale** din unitățile administrativ-teritoriale **nu cunoșteau/nu dețineau toate datele, informațiile și nici documentele** referitoare la derularea contractelor în care erau parte, în calitate de autorități contractante încă de la sfârșitul anului 2018 (Primăriile Municipiilor Giurgiu și Alexandria; Primăriile Orașelor Șimleul Silvaniei și Măcin; Primăriile Comunelor Moieciu – jud. Brașov, Sânmihaiu Român – jud. Timiș, Horia - jud. Neamț, Șiria – jud. Arad, Săbăreni – jud. Giurgiu);
- **autoritățile administrației publice locale** din unitățile administrativ-teritoriale care au preluat calitatea de concedent de la Ministerul Energiei **nu cunoșteau, în toate cazurile, volumul investițiilor pe care concesionarii aveau obligația de a îl realiza și a celui rămas de realizat, pentru fiecare localitate în parte**, situație remarcată în cazul contractelor de concesiune având ca obiect **concesionarea serviciului de distribuție pentru mai multe localități** (Municipiul Drobeta Turnu Severin, orașul Strehaia, comunele Șimian, Butoiești, Voloiac, Prunișor, Târna și Stângăceaua - jud. Mehedinți);
- **investițiile asumate de concesionari prin contractele de concesiune nu au fost realizate în totalitate în termenele de finalizare stabilite prin contractele de concesiune - în Municipiile Oradea, Drobeta Turnu Severin și Sighetu Marmației, precum și în alte localități, rețelele de distribuție gaze naturale nu sunt încă finalizate**, aflându-se în diverse stadii de execuție la data de **31.12.2021**, în condițiile în care **termenele de finalizare ale investițiilor stabilite prin contractele de concesiune a serviciului**

**public de distribuție sau prin actele adiționale la acestea au expirat, în unele cazuri de aproximativ 14 ani** (Municipiului Oradea cu un grad de realizare fizic al investițiilor de 92,32%), **de aproximativ 8 ani** (Municipiului Drobeta Turnu Severin cu un grad de realizare fizic al investițiilor de 54,38%) și **de aproximativ 7 ani** (Municipiul Sighetu Marmăției cu un grad de realizare fizic al investițiilor de 82,25%). În cazul Municipiului Oradea, s-a constatat faptul că la încheierea Contractului de concesiune **nu a fost respectată forma conținutului**<sup>22</sup> contractului-cadru de concesiune, în sensul că prin contract au fost prevăzute *investițiile maxime ce trebuiau realizate*, deși prin actul normativ s-a prevăzut să fie stabilite *investițiile minime*.

Totodată, referitor la investițiile privind înființarea rețelelor de distribuție a gazelor naturale, au fost constatate următoarele situații:

- **în cazul Comunei Sarasău, jud. Maramureș - investițiile privind înființarea rețelei de distribuție a gazelor naturale nu au fost demarate, deși contractul de concesiune a fost încheiat în anul 2011, iar termenul inițial până la care trebuiau efectuate aceste lucrări a fost stabilit la finalul anului 2014;**

- **în cazul Comunei Scobinți, jud. Iași - la data de 31.12.2021, stadiul fizic de realizare al investițiilor prevăzute prin Contractul de concesiune era de 68,77%, după aproape 17 ani de la încheierea contractului de concesiune;**

- **în cazul Comunei Poiana Lacului, jud. Argeș - la data de 31.12.2021, investițiile în sistemul public de distribuție gaze naturale, stabilite prin Contractul de concesiune încheiat în anul 2010, au fost realizate în proporție de 83,33 %, deși termenul de finalizare a investițiilor minime a fost stabilit la data de 25.01.2014;**

- **în cazul Comunei Mircești, jud. Iași - lucrările de investiții asumate prin contract sunt realizate în proporție de 100%, în mare parte acestea fiind realizate ulterior termenului de finalizare a investițiilor, respectiv finalul anului 2013;**

- **în cazul Comunei Muntenii de Jos, jud. Vaslui - stadiul fizic de realizare al investițiilor la data de 31.12.2021, era de 97,31 %, în condițiile în care termenul de finalizare a fost stabilit la 24 de luni calendaristice de la data semnării Contractului de concesiune (28.05.2004);**

- **în cazul Municipiului Salonta, jud. Bihor - stadiul fizic de realizare al investițiilor la data de 31.12.2021, era de 59,51 % (din rețeaua de distribuție de 67,6 km prevăzută a fi realizată ca investiție prin Contractul de concesiune încheiat în anul 2004, au fost realizați 40,23 km), în condițiile în care termenul de finalizare a fost stabilit la 28.12.2013.**

- **în condițiile în care conform cadrului legal aplicabil și contractelor de concesiune, nu au fost încheiate acte adiționale prin care să fie stabilite investițiile minime care urmează să fie realizate de concesionar în perioada reglementată 2019-2023, autorități ale administrației publice locale au depus la MDLPA solicitări de finanțare a investițiilor în zonele concesionate prin contractele de concesiune prin programul “Anghel Saligny”.**

**Auditul a constatat faptul că, anterior perioadelor de reglementare care s-au suprapus perioadei auditate (ex. perioada 2019-2023), între ministerul de resort și concesionarii serviciului de distribuție gaze naturale nu au fost încheiate acte adiționale la Contractele de concesiune a serviciului public privind distribuția gazelor naturale prin care să fie stabilite investițiile minime care urmează a fi realizate de operatorii de distribuție.**

<sup>22</sup> Anexa 2 din HG 1.720/14.10.2004



Ulterior preluării calității de concedent de către autoritățile administrației publice locale din cadrul UAT-urilor, au fost identificate situații în care acestea au depus solicitări de finanțare a investițiilor prin programul “Anghel Saligny”, în zonele concesionate prin contractele de concesiune, în valoare de 394.669.405 lei (valori solicitate de la bugetul de stat).

Astfel, fără ca prin actele adiționale să fie stabilit nivelul minim al investițiilor ce trebuiau realizate de operatorii de distribuție prin contractele de concesiune încheiate cu operatorii de distribuție, pentru cazurile analizate, au fost depuse cereri de finanțare privind dezvoltarea rețelei de distribuție pentru care a fost solicitată suma totală de 394.669.405 lei din fonduri de la bugetul de stat, în condițiile în care aceste lucrări puteau fi realizate de concesionari, prin includerea acestora ca obligații minime aferente contractelor de concesiune.

- deși extinderea rețelei de distribuție gaze naturale în toate localitățile aparținătoare unei unități administrativ-teritoriale din cadrul căreia pentru cel puțin o localitate a fost concesionat serviciul de utilitate publică de distribuție era în sarcina concesionarului, auditul a constatat cazuri de UAT- uri care au depus la MDLPA cereri de finanțare a investițiilor constând în sisteme de distribuție a gazelor naturale, inclusiv a bransamentelor, precum și a racordului la sistemul de transport al gazelor naturale, în cadrul Programului Național de Investiții „Anghel Saligny”, aprobat prin OUG nr. 95/2021, în valoare totală de 57.193.482,42 lei (valori solicitate de la bugetul de stat).

În concluzie, în ceea ce privește realizarea investițiilor la nivelul rețelelor de distribuție, atât Ministerul Energiei cât și unele autorități publice locale din unitățile administrativ-teritoriale nu au realizat o monitorizare eficientă a derulării contractelor de concesiune și nu și-au exercitat în mod eficient drepturile stabilite prin contracte (ex: de verificare a stadiului de realizare a lucrărilor de investiții în sarcina concesionarului, de verificare a modului de îndeplinire de către concesionar a obligațiilor specifice serviciului public de distribuție) și prin Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor ( Ex: încheierea de acte adiționale privind investițiile care urmează să fie realizate în perioada reglementată 2019-2023, de acte adiționale privind extinderea zonelor concesionate).

#### 4.1.3 Analiza gradului de realizare al lucrărilor de mentenanță, modernizare și dezvoltare a rețelelor de distribuție

În perioada 2017-2021, lungimea rețelei de distribuție a gazelor naturale la nivel național a înregistrat o creștere continuă, fiind majorată cu 13,45%, respectiv cu 6.653 km rețea, cea mai mare creștere fiind înregistrată în anul 2021, cu o creștere de 1.888 km (3,5%) față de anul precedent.

La finalul perioadei auditate, cei 29 de operatori de distribuție, titulari ai licențelor acordate de ANRE, aveau în exploatare conducte de distribuție a gazelor naturale și racorduri aferente acestora în lungime totală de peste 56.097 km, din care:

- 37.166 km (66,3%) conducte și racorduri din polietilenă;
- 18.931 km (33,7%) conducte și racorduri din oțel.

Din lungimea totală a rețelelor de distribuție a gazelor naturale de 56.097 km, cea mai importantă pondere o reprezintă rețelele cu o vechime cuprinsă între 10 și 20 de ani (37,3%), urmate de rețelele care au o vechime mai mică de 10 ani (29,23%) și de cele cu o vechime cuprinsă



între 20 și 30 de ani (**25,78%**), în timp ce rețelele cu o vechime mai mare de 30 de ani reprezintă **7,69% din totalul rețelelor**<sup>23</sup>, astfel:

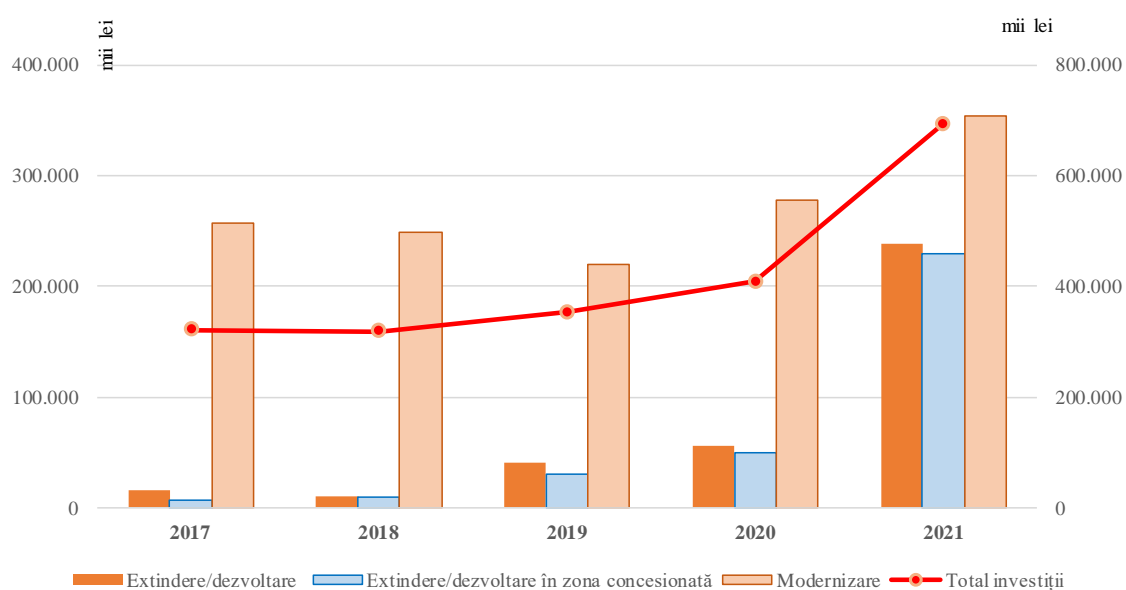
**Tabelul 4.1** Situația duratei de funcționare a conductelor și racordurilor sistemelor de distribuție la 31.12.2021

Vechime rețea	Lungime obiective oțel	Lungime obiective polietilenă	Total lungime obiective	
(ani)	(km)	(km)	(km)	(%)
≥40	1.660	0	1.660	2,96
[30;40)	2.656	0	2.656	4,73
[20;30)	11.750	2.710	14.460	25,78
[10;20)	2.604	18.323	20.927	37,30
<10	262	16.133	16.395	29,23
<b>Total</b>	<b>18.931</b>	<b>37.166</b>	<b>56.097</b>	<b>100</b>

### *Realizarea programelor de investiții în sistemul de distribuție a gazelor naturale*

Din analiza nivelului investițiilor realizate de principalii operatori de distribuție (Distrigaz Sud Rețele SRL și Delgaz Grid SA), exceptând anul 2018, s-a constatat **creșterea continuă a nivelului valoric** al investițiilor realizate, respectiv de la 321.971 mii lei, în anul 2017, până la valoarea de 693.448 mii lei, în anul 2021, ceea ce reprezintă o **creștere de peste 2,1 ori** în acest interval. **De asemenea, se remarcă creșterea de peste 5 ori a cheltuielilor cu înlocuirea obiectivelor în urma unor incidente și avarii** (din mentenanță) de la **1.487 mii lei**, în anul 2017, la **7.976 mii lei**, în anul 2021.

Ponderea cea mai importantă în totalul investițiilor realizate în intervalul de timp 2017-2021 este deținută de lucrările de modernizare, reprezentând **51,1-79,9% din total**, iar creșterea nivelului valoric al investițiilor realizate cu **69%**, în anul 2021, față de anul 2020, se datorează, în principal, creșterii nivelului valoric al investițiilor în **extinderea și dezvoltarea sistemului de distribuție gaze naturale în zonele concesionate**, de la 49.861 mii lei, în anul 2020 la 230.372 mii lei, în anul 2021, astfel:



**Figura 4.1** Evoluția investițiilor realizate de Distrigaz Sud Rețele SRL și Delgaz Grid SA, 2017-2021

<sup>23</sup> Potrivit H.G. 2.139/2004, durata normală de funcționare a conductelor, bransamentelor și instalațiilor tehnologice pentru distribuția gazelor (cod clasificare 1.9.3) este cuprinsă între 12 și 18 ani.

## Realizarea planurilor anuale de mentenanță în sistemul de distribuție a gazelor naturale

În vederea menținerii siguranței sistemelor de distribuție a gazelor naturale este necesar ca investițiile operatorilor de distribuție să fie axate inclusiv pe **reabilitarea și modernizarea rețelei de distribuție**, în vederea asigurării securității în exploatare, a creșterii eficienței acestora prin scăderea consumului tehnologic, a creșterii fiabilității prin reducerea numărului și duratei întreruperilor neprogramate și a prelungirii duratei de funcționare în condiții optime.

Din analiza gradului de realizare a lucrărilor de mentenanță, s-a constatat faptul că, în perioada 2019-2021, **principalii operatori de distribuție (Delgaz Grid SA și Distrigaz Sud SRL), au îndeplinit condiția<sup>24</sup> referitoare la gradul de realizare al lucrărilor de mentenanță, pe când, în anul 2021, operatorii mici de distribuție au înregistrat un grad redus de îndeplinire a lucrărilor de mentenanță preventivă (75,6%) și foarte redus de îndeplinire a lucrărilor de mentenanță corectivă (27,2%), astfel:**

**Tabelul 4.2** Gradul de realizare a lucrărilor de mentenanță de către operatorii de distribuție

Anul	Operator de distribuție	Mentenanță totală planificată (mii lei)	Mentenanță totală realizată (mii lei)	Grad de realizare (%)	Mentenanță preventivă realizată (mii lei)	Grad de realizare (%)	Mentenanță corectivă realizată (mii lei)	Grad de realizare (%)
2019	DELGAZ GRID SA	217.489	250.604	<b>115,2</b>	149.027	<b>152</b>	101.576	<b>85</b>
	DISTRIGAZ SUD SRL	339.140	338.029	<b>99,7</b>	216.197	<b>98</b>	121.832	<b>103</b>
2020	DELGAZ GRID SA	270.601	255.259	<b>94</b>	160.786	<b>105</b>	94.473	<b>81</b>
	DISTRIGAZ SUD SRL	345.395	342.282	<b>99</b>	211.437	<b>96</b>	130.845	<b>105</b>
	Alți OD (29)	18.171	19.037	<b>105</b>	14.841	<b>110</b>	4.196	<b>91</b>
2021	DELGAZ GRID SA	283.653	279.502	<b>98,5</b>	175.068	<b>96,9</b>	104.433	<b>101,3</b>
	DISTRIGAZ SUD SRL	348.069	354.460	<b>101,8</b>	214.488	<b>99,8</b>	139.972	<b>105,2</b>
	Alți OD (27)	20.598	13.318	<b>64,7</b>	12.048	<b>75,6</b>	1.269	<b>27,2</b>

Sursa: Raportele privind realizarea indicatorilor de performanță pentru serviciul de transport și de sistem și serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale, și starea tehnică a sistemelor de transport și de distribuție a gazelor naturale ANRE -2019-2021, disponibil la: <https://www.anre.ro/ro/energie-electrica/rapoarte/rapoarte-indicatori-performanta>

În ceea ce privește starea rețelelor de distribuție, **în perioada 2017-2021 lungimea rețelelor de distribuție gaze naturale cu vechime mai mare de 20 de ani a crescut de la 28,01% în anul 2017, la 33,47% în anul 2021**, numărul de km de conducte și racorduri înlocuite, reabilitate sau modernizate de cei doi mari operatori de distribuție au înregistrat o **scădere de la 606 km în anul 2017, la 294 km în anul 2020**, urmată de o creștere în anul 2021 până la 365 km, în condițiile în care, potrivit prevederilor legale operatorii sistemelor de distribuție se obligă să finanțeze, la expirarea duratei de funcționare, investițiile aferente înlocuirii bunurilor.

### 4.2 Analiza gradului de realizare al lucrărilor de mentenanță, modernizare și dezvoltare a rețelelor de transport

**Sistemul Național de Transport (SNT) gaze naturale** este proprietatea publică a statului iar activitatea de transport gaze naturale constituie serviciu public de interes național fiind inclusă în segmentul reglementat al pieței interne de gaze naturale.

Între Agenția Națională pentru Resurse Minerale și Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "Transgaz" - S.A. Mediaș a fost încheiat *Acordul de concesiune a conductelor magistrale*,

<sup>24</sup> Ordinul ANRE nr. 38/2019

instalațiilor, echipamentelor și dotărilor aferente Sistemului național de transport al gazelor naturale și a activității de operare a Sistemului național de transport al gazelor naturale.

Referitor la gestionarea Sistemului național de transport al gazelor naturale, auditul a constatat faptul că programul minimal de investiții și programele de reabilitare, modernizare și dezvoltare aferent perioadei 2017-2021 nu au fost transmise de concesionar către ANRM în vederea aprobării.

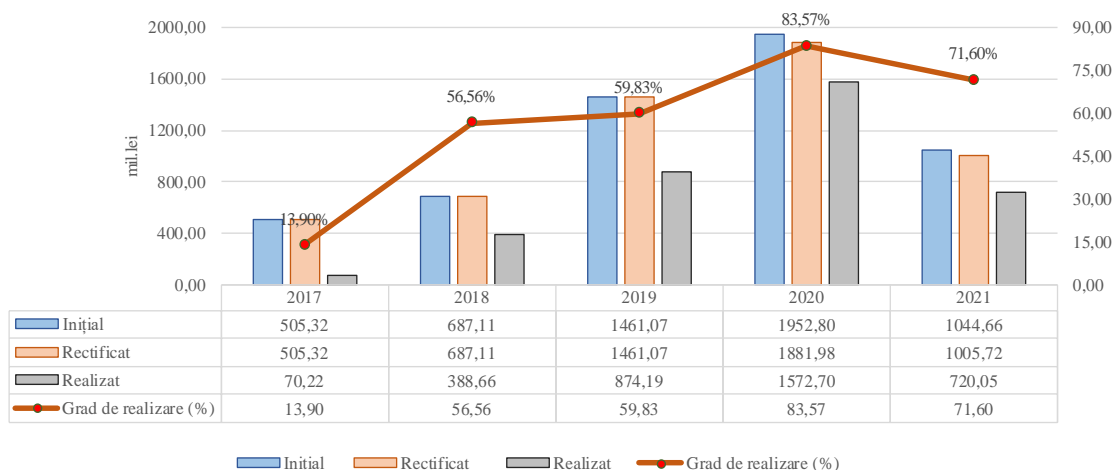
În ceea ce privește dezvoltarea Sistemului Național de Transport, în perioada auditată s-a înregistrat o **majorare a numărului de obiective și componente**, în special în ceea ce privește lungimea conductelor magistrale de transport (+6,81%, respectiv 906,55 km) și numărul stațiilor de odorizare (+18,88%, respectiv 163 stații), astfel:

**Tabelul 4.3** Evoluția obiectivelor/componentelor SNT în perioada 2017-2021

Denumire obiectiv/componentă SNT	U.M.	2017	2021	Diferențe (2021-2017)
Conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare cu gaze naturale, din care: - conducte de transport internațional (Tranzit III) - BRUA	Km.	13.303	14.209,55	906,55
Stații de reglare măsurare (SRM) în exploatare	Buc.	1244	1247	3
Stații de comandă vane (SCV, NT)	Buc.	60	59	-1
Stații de măsurare a gazelor din import/export (SMG)	Buc.	6	7	1
Stații de măsurare amplasate pe conductele de tranzit gaze	Buc.	6	2	-4
Stații de comprimare gaze (SCG)	Buc.	3	8	5
Stații de protecție catodică (SPC)	Buc.	1042	1045	3
Stații de odorizare gaze (SOG)	Buc.	863	1026	163

Cu toate acestea, deși prin Programele de modernizare, re tehnologizare și dezvoltare a principalelor componente ale SNT din perioada 2017-2021 au fost prevăzute surse de finanțare a lucrărilor de modernizare, re tehnologizare și dezvoltare a componentelor SNT, totuși gradul de realizare al lucrărilor prevăzute în infrastructura de transport gaze naturale a fost cuprins între **13,90%, în anul 2017 și 83,57%, în anul 2020**.

Valoarea investițiilor realizate în vederea modernizării, re tehnologizării și dezvoltării principalelor componente ale SNT, în perioada 2017-2020, a înregistrat o majorare de peste 22,3 ori, respectiv de la 70,22 milioane lei, în anul 2017, la 1.572,70 milioane lei în anul 2020, urmată în anul 2021 de o diminuare până la 720,05 milioane lei, astfel:



**Figura 4.2** Gradul de realizare al lucrărilor de modernizare, re tehnologizare și dezvoltare (SNT), 2017-2021

Conductele de transport pentru care **Transgaz SA a identificat necesitatea dezvoltării a crescut de la an la an, respectiv de la 35 km în anul 2017 la 1.362 km în anul 2020** (de peste 38,9 ori). Necesitatea dezvoltării rețelelor de transport derivă din diversificarea surselor de aprovizionare și extinderea zonelor de consum. Deși **lungimea conductelor de transport nou realizate s-a majorat de la 28 km, în anul 2017, la 522 km în anul 2020**, totuși gradul de realizare al investițiilor în ceea ce privește dezvoltarea conductelor a scăzut în această perioadă, **de la 78% în anul 2017 la 12% în anul 2019 și la 38,33% în anul 2020**.

Necesitatea realizării programelor de investiții în ceea ce privește dezvoltarea și modernizarea SNT este generată și de faptul că o serie dintre componentele rețelei înregistrează o durată de funcționare ridicată, așa cum este și cazul **conductelelor de transport** care au în proporție de **59,01%** o durată de funcționare efectivă **mai mare de 40 de ani**, sau a **stațiilor de reglare măsurare** care au, în proporție de **44,98%**, o durată de funcționare efectivă **mai mare de 20 de ani**.

Transgaz SA, în vederea îndeplinirii obligațiilor legale privind întreținerea și reabilitarea sistemului pe care îl operează, în condiții de eficiență și de protecție a mediului, este obligată să efectueze operațiunile specifice de mentenanță anuală, conform unui plan anual asumat.

Analiza situației realizării Programelor anuale de reparații, reabilitări și asigurarea serviciilor de mentenanță (PRRASM) ale principalelor componente ale SNT (fizic și valoric), indică o **majorare a gradului de realizare fizic**, de la un minim de 12,89% înregistrat în anul 2017, la un maxim de 75,75% înregistrat în anul 2021, dar și o **evoluție fluctuantă a gradului de realizare valoric**, programul anual fiind realizat în proporție de 43,68%, în anul 2021, cu 4,29 puncte procentuale peste media înregistrată în intervalul 2017-2021.

### 4.3 Analiza investițiilor pentru dezvoltarea depozitelor de înmagazinare

Dezvoltarea infrastructurii din sectorul gazelor naturale, inclusiv cea de producție, transport, facilitățile de import și de depozitare, este esențială pentru asigurarea aprovizionării cu gaze naturale. Datorită fluctuațiilor cererii sezoniere de gaze naturale, instalațiile de stocare sunt primordiale pentru a asigura aprovizionarea, acestea având rolul de a stoca rezervele în perioada de vară și de a elibera rezerve în sezonul rece.

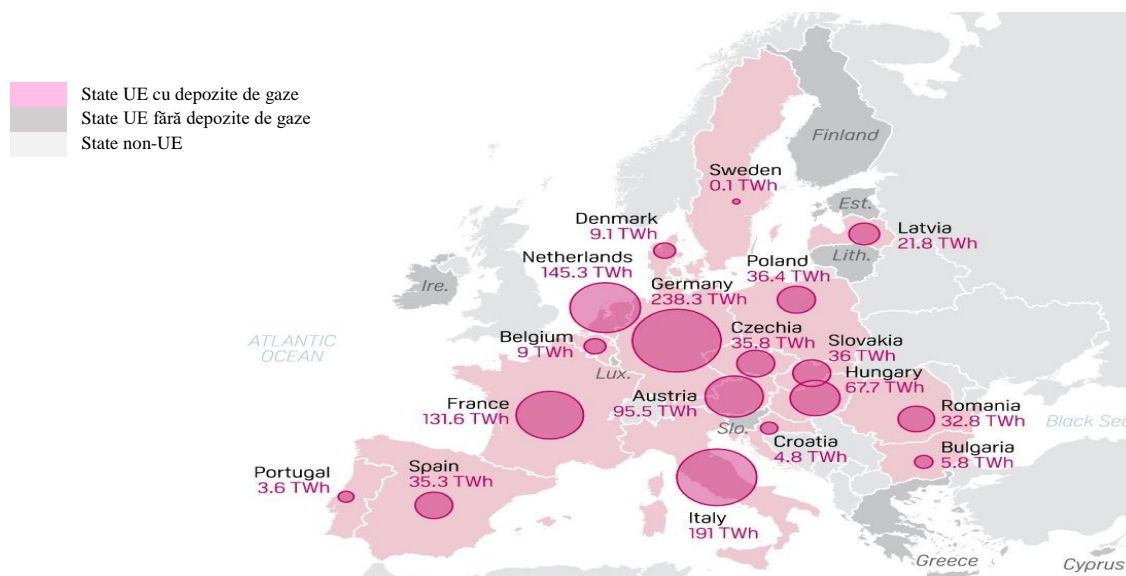
Cuantificarea **dimensiunii optime** a capacităților de înmagazinare poate reduce costurile în mod semnificativ în condițiile unor costuri ridicate ale instalațiilor de stocare. Realizarea unor capacități de înmagazinare excesive poate genera costuri mai mari pentru depozitarea gazelor naturale, iar capacitățile de înmagazinare insuficiente ar putea conduce la înregistrarea unui deficit de aprovizionare.

Activitatea de înmagazinare a gazelor naturale s-a realizat, în perioada 2017-2021, de către următorii operatori:

- **SNGN Romgaz SA**, până la data de 01.04.2018, iar ulterior de către **SNGN Romgaz SA - Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale Depogaz Ploiești SRL (Depogaz Ploiești SRL)**, în baza Licenței nr. 1942/2014, privind concesionarea depozitelor de înmagazinare subterană: Bilciulești, Sărmășel, Urziceni, Cetatea de Baltă, Ghercești și Bălăceanca;

- **Depomureș SA**, în baza Licenței nr. 1984/2014, privind concesionarea depozitului de înmagazinare subterană Târgu Mureș.

La nivel UE-27, analiza efectuată asupra **capacității de înmagazinare** a gazelor naturale în cele 18 state care dețin depozite a scos în evidență faptul că, în perioada 2017-2022, capacitatea de înmagazinare a crescut cu 0,36 % (4,04 TWh), **dar România se află printre cele nouă state a căror capacitate a scăzut în acest interval, fiind înregistrată o scădere de 0,77 TWh**. În anul 2022, România deținea 2,93% din capacitățile de înmagazinare existente la nivelul statelor UE de 1.119,81 TWh, situația fiind prezentată în următoarea diagramă:



**Figura 4.3** Capacitățile de stocare a gazelor naturale – statele membre UE

Sursa: [www.spglobal.com](https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/natural-gas/062722-eu-council-adopts-new-minimum-gas-storage-rules-in-final-step-of-approval) (https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/natural-gas/062722-eu-council-adopts-new-minimum-gas-storage-rules-in-final-step-of-approval)

Scăderea capacității de înmagazinare la nivel național (de la 3.170 mil. stmc/ciclu, în anul 2017, la 3.070 mil. stmc/ciclu, în anul 2022) a fost generată de închiderea depozitului Cetatea de Baltă în anul 2018.

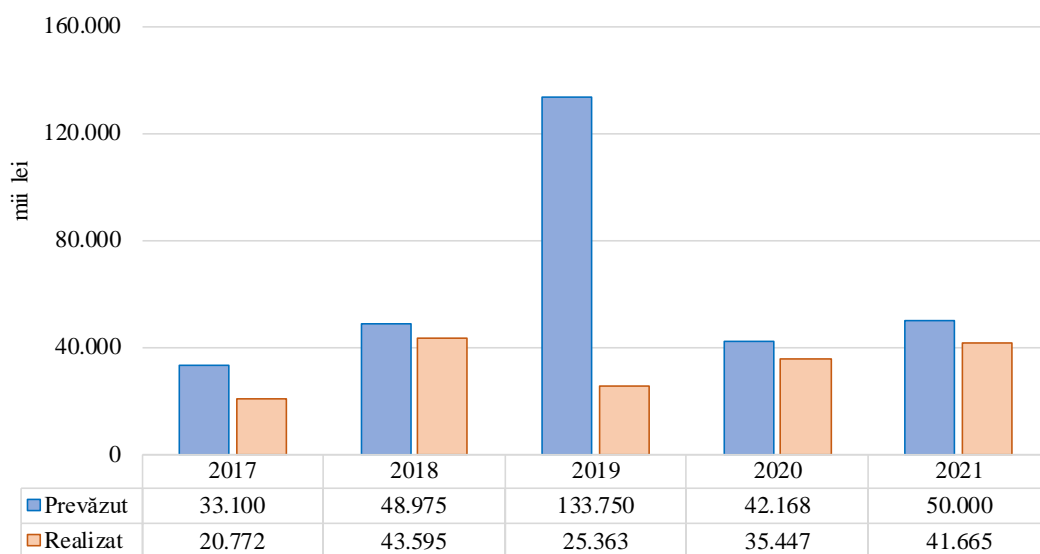
În ceea ce privește **capacitatea de extracție și de injecție**, componente esențiale în operarea depozitelor de înmagazinare, în perioada analizată s-a constatat o scădere a performanțelor depozitelor în ceea ce privește capacitatea de extracție, de la 34,5 mil. m<sup>3</sup>/zi, în anul 2017, până la 32 mil. m<sup>3</sup>/zi, în anul 2021, precum și menținerea capacității de injecție la valoarea de 25 mil. m<sup>3</sup>/zi<sup>25</sup>.

### *Gradul de realizare al investițiilor în vederea dezvoltării depozitelor de înmagazinare*

În perioada auditată, valoarea cumulată a lucrărilor de investiții programate a fi realizate la nivelul celor doi operatori de înmagazinare a fost de 332.625,57 mii lei, fiind înregistrat un **grad mediu de realizare de 57,54%**, respectiv au fost realizate lucrări de investiții în valoare de 191.408,78 mii lei. Dacă în cazul operatorului Depogaz Ploiești SRL s-au constatat nerealizări ale programelor de lucrări de investiții pentru tot intervalul auditat, în cazul Depomureș SA au fost înregistrate depășiri ale programelor de lucrări de investiții în anii 2018, 2020 și 2021.

<sup>25</sup> în ceea ce privește capacitățile de înmagazinare, debitele de injecție și de extracție există o necorelare a datelor furnizate de ANRM cu datele prezentate de operatorii depozitelor de înmagazinare.

Valoarea cumulată a lucrărilor de investiții programate a fi realizate de Depogaz Ploiești SRL a fost de 307.993 mii lei, fiind înregistrat un **grad mediu de realizare de 54,16%**. Au fost realizate lucrări de investiții de 166.833,78 mii lei, fiind înregistrat un grad anual de realizare cuprins între 18,96% și 89,01%, astfel:



**Figura 4.4** Gradul de realizare al investițiilor planificate și realizate de Depogaz Ploiești SRL, 2017-2021

Din punct de vedere al clasificării lucrărilor de investiții realizate în perioada auditată, s-a remarcat faptul că, din valoarea totală a lucrărilor de investiții de 166.833 mii lei, cele mai importante fonduri (**91,3%**) au fost utilizate pentru dezvoltarea actualelor depozite, sub aspectul creșterii capacității de înmagazinare și a cantității zilnice de extracție, **nefiind utilizate fonduri pentru lucrările de investiții pentru identificarea de noi zăcăminte în scopul înmagazinării de gaze naturale.**

**Chiar și în aceste condiții, performanțele depozitelor nu au înregistrat îmbunătățiri,** întrucât capacitatea de înmagazinare și debitul de injecție au rămas constante, iar debitul mediu de extracție a scăzut cu 7,8%, de la 31,7 la 29,2 milioane m<sup>3</sup>/zi.

Valoarea cumulată a lucrărilor de investiții programate a fi realizate de Depomureș SRL a fost 24.633 mii lei, fiind înregistrat un **grad mediu de realizare de 99,76%**. Au fost realizate lucrări de investiții de 24.575 mii lei, fiind înregistrat un grad anual de realizare cuprins între **60,26% și 196,84%**. Cu toate acestea, deși se remarcă un **grad de realizare ridicat al lucrărilor de investiții, analiza** valorii lucrărilor de investiții programate la nivelul depozitului de înmagazinare Târgu Mureș, pentru perioada 2018-2021, scoate în evidență **diminuarea valorii totale a investițiilor planificate. Valoarea totală a investițiilor planificate a scăzut cu 16.366 mii lei** în anul 2018 (3.458 mii lei), față de anul 2017 (19.824 mii lei), respectiv de 5,73 ori. Această tendință de diminuare a valorii investițiilor planificate a continuat și în intervalul de timp următor, ajungându-se la situația în care, în anul 2021, valoarea cumulată a lucrărilor de investiții programate a fost de 170 mii lei, reprezentând **0,85% din valoarea prevăzută a fi realizată în anul 2017.**

În ceea ce privește gradul de realizare al lucrărilor de mentenanță totală, preventivă și corectivă, realizate în perioada 2017- 2021 de către cei doi operatori de înmagazinare, s-a constatat că a acesta s-a îmbunătățit, ajungând la 78,62-99,21%, deși în intervalul de timp 2020-2021 numai compania Depomureș SA a îndeplinit obligația stabilită prin reglementările ANRE de a realiza 90% din valoarea planificată a lucrărilor de mentenanță.



**În concluzie**, investițiile realizate de cei doi operatori pentru depozitele de înmagazinare (Bălăceanca, Bilciurești, Cetatea de Baltă, Sărmășel, Ghercești, Urziceni, Târgu Mureș) nu au condus la creșterea capacității tehnice de înmagazinare și nici a debitelor de injecție și extracție, în perioada auditată.

Amânarea proiectelor de investiții la nivelul depozitelor de înmagazinare în ceea ce privește majorarea debitelor de injecție și de extracție poate afecta gradul de siguranță în asigurarea cu gaze a consumatorilor în condițiile apariției unor fenomene meteo-climaterice nefavorabile și existența unor mecanisme insuficiente de asigurare a securității energetice.

### III. Recomandările formulate în urma misiunii de audit al performanței

#### ❖ La nivelul Ministerului Energiei:

##### 1. Referitor la *Strategia și politica energetică a României*:

1.1. întreprinderea de măsuri în vederea îndeplinirii condițiilor necesare aprobării prin hotărâre de Guvern a Strategiei energetice naționale, urmărirea implementării acesteia, astfel încât obiectivele să fie realizate la nivelul țintelor anuale și în termenele aprobate. În acest context, se recomandă elaborarea unui program de măsuri și de acțiuni, cu proiecte bine definite, cu termene și responsabilități pentru factorii responsabili;

1.2. modificarea și completarea Regulamentului de Organizare și Funcționare și a fișelor de post ale salariaților Ministerului Energiei, cu atribuții de revizuire periodică și de monitorizare a modului de implementare a strategiilor în sectorul energetic aprobate, astfel încât să fie eliminate deficiențele constatate privind nerevizuirea Strategiei energetice naționale și neurmărirea realizării obiectivelor prevăzute în Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020.

1.3. colectarea și publicarea de informații și date referitoare la modul de realizare a obiectivelor stabilite prin Strategia energetică națională, astfel încât să fie efectuată o monitorizare eficientă a stadiului implementării acestor obiective;

1.4. desfășurarea de activități pentru atragerea de investiții la operatorii economici din domeniul gazelor naturale aflați sub autoritatea Ministerului Energiei;

1.5. urmărirea includerii în programele de investiții ale operatorilor economici aflați sub autoritate, în limita atribuțiilor Ministerului Energiei și a activităților prevăzute în obiectul de activitate al operatorilor economici a lucrărilor de explorare, în scopul descoperirii de noi resurse/rezerve, precum și în vederea implementării de tehnologii privind creșterea gradului de recuperare în zăcămintele existente, precum și monitorizarea realizării obiectivelor incluse în Programele de investiții;

1.6. negocierea și includerea în contractele de concesiune a serviciului de distribuție a gazelor naturale, în care ministerul îndeplinește calitatea de autoritate concedentă, a investițiilor minime necesar a fi realizate de concesionar.

1.7. elaborarea, în baza programului de guvernare în vigoare, a politicii energetice în domeniul gazelor naturale, care să cuprindă măsuri de stimulare a activităților de investiții în sectorul gazelor naturale, cu obligativitatea respectării realizării programelor anuale și termenele de implementare a proiectelor prioritare de investiții, urmărirea implementării politicii energetice aprobate, astfel încât proiectele prioritare de investiții să fie realizate în termenele aprobate;

1.8. elaborarea de programe și planuri de măsuri pentru aplicarea politicii Guvernului în sectorul gazelor naturale, elaborarea de studii pe baza cărora să fie stabilite prioritățile privind investițiile din sectorul gazelor naturale, astfel încât dispozițiile Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, să fie puse în aplicare;

##### 2. Referitor la *Analiza lucrărilor realizate în sectorul gazelor naturale în vederea dezvoltării și creșterii gradului de siguranță în rețelele de gaze naturale*:

2.1. elaborarea, aprobarea și implementarea unei proceduri specifice privind: încheierea contractelor de concesiune a serviciului public de distribuție a gazelor naturale și a actelor adiționale pentru extinderea zonei concesionate, monitorizarea (inclusiv la fața locului) a derulării contractelor de concesiune încheiate, finanțarea înființării, extinderii sistemului de distribuție a gazelor naturale și a racordurilor la sistemul național de transport gaze naturale și /sau a modernizării sistemului de distribuție existent, inclusiv în cazurile constatate, în care concesionarii au solicitat finanțarea proiectelor prin programul de investiții Anghel Saligny, astfel încât să fie eliminate deficiențele

constatate privind încheierea și derularea contractelor de concesiune a serviciului public de distribuție a gazelor naturale;

2.2. urmărirea încheierii de acte adiționale la contractele de concesiune a serviciului public de distribuție a gazelor naturale, prin care să fie prevăzute, pentru fiecare perioadă reglementată investițiile minime de realizat, prin stabilirea investițiilor prioritare care să conducă la îmbunătățirea stării tehnice a rețelei de distribuție, precum și obligația legală a operatorilor sistemelor de distribuție de a finanța la expirarea duratei de funcționare, investițiile aferente înlocuirii bunurilor;

2.3. exercitarea drepturilor pe care Ministerul Energiei le are în calitate de concedent al serviciului de distribuție gaze naturale, în vederea urmării executării lucrărilor prevăzute în autorizația de înființare/contractul de concesiune a serviciului public de distribuție a gazelor naturale;

2.4. efectuarea de controale privind stadiul realizării lucrărilor asumate de concesionari prin contractele de concesiune aflate în derulare, în vederea identificării lucrărilor nerealizate la termenele stabilite prin contractele încheiate, iar pentru cazurile identificate vor fi dispuse măsuri potrivit clauzelor din contractele de concesiune și dispozițiilor legale în vigoare, astfel încât să fie eliminate aspectele constatate.

#### ❖ La nivelul **Agenției Naționale pentru Resurse Minerale**

##### 1. Referitor la *Gradul de îndeplinire a obiectivelor de investiții din Strategia Energetică:*

1.1. urmărirea și aprobarea prin Programul minimal de investiții și respectiv prin Programul de lucrări de reparații și reabilitare pentru mentenanța Sistemului Național de Transport (SNT), a unui volum de investiții care să conducă la îmbunătățirea stării tehnice, creșterea gradului de rețehnologizare/modernizare a SNT, astfel încât să fie eliminate aspectele constatate privind realizarea obiectivelor referitoare la reabilitarea SNT prevăzute în Strategia energetică a României pe perioada 2007-2020;

1.2. urmărirea și aprobarea prin Programul minimal de investiții prezentat de operatorii de înmagazinare, a unui volum de investiții care să conducă la creșterea și dezvoltarea capacității de înmagazinare subterană a gazelor naturale și a debitului de extracție din depozite, astfel încât să fie eliminate aspectele constatate privind realizarea obiectivelor prevăzute în Strategia energetică a României pe perioada 2007-2020;

##### 2. Referitor la *Analiza investițiilor prevăzute și realizate în sectorul gazelor naturale în vederea dezvoltării producției:*

2.1. inițierea unui apel public de ofertă pentru concesionarea operațiunilor petroliere în perimetrele libere, în timpul misiunii de audit fiind identificate un număr de 68 de perimetre în care nu s-au desfășurat operațiuni petroliere, ultimul apel public fiind organizat în intervalul 2009-2010;

2.2. reanalizarea cadrului de reglementare privind stabilirea în sarcina titularilor de permise de prospecțiune a obligației de raportare a lucrărilor de prospecțiune efectuate, astfel încât ANRM să asigure monitorizarea lucrărilor de prospecțiune realizate în fiecare perimetru, respectiv să colecteze date relevante privind execuția lucrărilor de cercetare geologică pentru descoperirea de noi rezerve;

2.3. întreprinderea de demersuri care să conducă la modificarea prevederilor Legii petrolului în ceea ce privește dobândirea folosinței și a facilitării accesului la terenurile pe care se efectuează operațiuni petroliere, astfel încât să fie diminuate întârzierile constatate în execuția lucrărilor asumate de operatori prin Acordurile petroliere încheiate;

2.4. luarea de măsuri privind constituirea de către titularii de Acorduri petroliere a unor garanții (ex. cont escrow, scrisori de garanție bancară, etc), astfel încât să fie diminuat numărul de

cazuri pentru care ANRM alocă resurse (umane, financiare, logistice) în vederea recuperării valorii lucrărilor nerealizate de operatori la termenele convenite;

2.5. efectuarea unei analize privind derularea Acordurilor petroliere în vederea identificării cazurilor în care titularii de Acorduri petroliere care nu au efectuat la termen lucrările asumate prin programul minimal de lucrări și Acordul petrolier, pentru cazurile identificate, se recomandă stabilirea lucrărilor neefectuate și a sumelor de recuperat, urmărirea recuperării sumelor stabilite (inclusiv a celor consemnate în Raportul de audit al performanței) și virarea sumelor recuperate la bugetul de stat;

2.6. elaborarea, aprobarea și implementarea unei proceduri specifice privind acordarea extinderii perioadei de explorare, astfel încât să fie eliminate întârzierile constatate în executarea lucrărilor de explorare și în obținerea de autorizații în perioada cuprinsă între data semnării actului adițional și aprobarea transmisă ulterior de ANRM;

2.7. monitorizarea realizării programelor minime de lucrări, în fiecare fază de explorare, într-o perioadă cât mai scurtă de la împlinirea termenului de finalizare a lucrărilor asumate de titular prin Acordul petrolier (30-60 zile) astfel încât, să se asigure urmărirea eficientă a modului în care se realizează programele minimale însușite de titularul Acordului petrolier;

2.8. elaborarea, aprobarea și implementarea unei instrucțiuni de lucru privind modul unitar de raportare al activităților desfășurate de titularii de Acorduri petroliere în etapa de explorare, astfel încât să se asigure urmărirea eficientă a modului în care operatorii își realizează obligațiile privind execuția lucrărilor de explorare (fizic și valoric) la nivelul fiecărui perimetru.

2.9. elaborarea, aprobarea și implementarea unei proceduri specifice/instrucțiune de lucru privind transferul drepturilor dobândite și a obligațiilor asumate prin Acordul petrolier, astfel încât să fie eliminate necorelările constatate privind stabilirea unei cerințe minime de calificare în raport cu situația economică și financiară a operatorilor economici care preiau drepturile dobândite și obligațiile asumate prin Acordul petrolier și respectarea perioadei de analiză de către ANRM a solicitărilor de aprobare a transferului drepturilor și obligațiilor;

2.10. reanalizarea criteriilor stabilite la momentul acordării concesiunilor petroliere prin apel public de ofertă și a celor stabilite la momentul acordării transferului drepturilor și obligațiilor asumate prin acorduri de concesiune, în vederea stabilirii unui nivel minim al indicatorilor tehnico-financiari pe care operatorii trebuie să îl îndeplinească pentru a respecta cerințele de calificare privind capacitatea tehnică și financiară, astfel încât să fie diminuate cazurile de nerecuperare a contravalorii lucrărilor neexecutate la termen de către concesionari, inclusiv a cheltuielilor aferente transferului de tehnologie și perfecționare profesională, ca urmare a faptului că pe parcursul derulării Acordului petrolier, la nivelul titularilor se constată deteriorarea principalilor indicatori economico-financiari;

2.11. efectuarea unei analize privind derularea Acordurilor petroliere în vederea identificării cazurilor în care titularii nu au efectuat lucrările de dezvoltare și exploatare asumate prin Acordul petrolier, pentru cazurile identificate, se recomandă stabilirea lucrărilor neefectuate și a sumelor de recuperat, urmărirea recuperării sumelor stabilite (inclusiv a celor consemnate în Raportul de audit al performanței) și virarea sumelor recuperate la bugetul de stat;

2.12. elaborarea, aprobarea și implementarea unei instrucțiuni de lucru privind modul de raportare al activităților desfășurate de titularii de Acordurile petroliere, astfel încât să se asigure urmărirea eficientă a modului în care operatorii își realizează obligațiile privind execuția lucrărilor de dezvoltare și exploatare (fizic și valoric) la nivelul fiecărui perimetru;

2.13. elaborarea, aprobarea și implementarea unei proceduri specifice privind reglementarea situațiilor de încetare a Acordurilor petroliere în cazurile în care operatorii economici și-au încetat activitatea sau nu și-au îndeplinit obligațiile asumate prin actele de dare în concesiune;

2.14. luarea de măsuri privind digitalizarea activității desfășurate de ANRM în vederea asigurării accesului rapid la informații, creșterii productivității muncii și asigurării unei securități sporite a informațiilor;

2.15. intensificarea activității de control la operatorii economici - titularii de Acorduri petroliere, în vederea monitorizării operațiunilor desfășurate de aceștia în fiecare perimetru, astfel încât să se reducă cazurile de nerespectare a reglementărilor aplicabile în domeniu. În acest sens, se recomandă reconsiderarea modului de fundamentare al necesarului de personal cu atribuții de control, în raport cu sarcinile stabilite și volumul de activități desfășurate și identificarea unor pârghii de stimulare a salariaților.

3. Referitor la *Analiza gradului de realizare a lucrărilor de mentenanță, modernizare și dezvoltare a rețelelor de transport:*

3.1. aprobarea Programului minimal de investiții la acordul de concesiune încheiat cu operatorul de transport, astfel încât să se asigure realizarea obiectivelor privind reabilitarea SNT;

4. Referitor la *Analiza investițiilor pentru dezvoltarea depozitelor de înmagazinare:*

4.1. modificarea și completarea Regulamentului de Organizare și Funcționare și a fișelor de post ale salariaților ANRM, cu atribuții clare privind avizarea lucrărilor la nivelul depozitelor de înmagazinare și monitorizarea activităților de înmagazinare desfășurate pe fiecare depozit, astfel încât să fie eliminate deficiențele constatate privind desfășurarea activităților de înmagazinare subterană a gazelor naturale;

4.2. clarificarea situației juridice a depozitelor de înmagazinare (Romgaz SA), astfel încât să fie eliminate necorelările constatate între titularul drepturilor și obligațiilor prevăzute prin acordul de concesiune și titularul licenței de operare a sistemului de înmagazinare subterană și să se respecte criteriile minime de independență față de operatorul economic care realizează activitatea de producție, în conformitate cu art. 141 din Legea nr. 123/2012;

4.3. reglementarea prin proceduri/instrucțiuni de lucru a formei și a conținutului rapoartelor anuale privind activitatea de înmagazinare, întocmite de operatorii de înmagazinare, astfel încât ANRM să colecteze informații referitoare la cheltuielile privind activitatea desfășurată la nivelul fiecărui depozit de înmagazinare și să fie puse în aplicare dispozițiile Legii petrolului.

- **abandonare** semnifică ansamblul lucrărilor care conduc la închiderea exploatării unui zăcământ de petrol, incluzând lucrările de refacere și reabilitare a mediului;

- **acord petrolier** este actul juridic încheiat, potrivit prevederilor prezentei legi, între autoritatea competentă și una sau mai multe persoane juridice române ori străine, în vederea acordării concesiunii petroliere;

- **cheltuieli de exploatare** reprezintă toate cheltuielile pentru realizarea exploatării sau operațiunilor de exploatare;

- **cheltuieli de explorare** reprezintă toate cheltuielile pentru realizarea explorării sau operațiunilor de explorare;

- **cheltuieli de dezvoltare** reprezintă toate cheltuielile pentru realizarea dezvoltării sau operațiunilor de dezvoltare;

- **cheltuieli pentru operațiuni petroliere** reprezintă toate cheltuielile necesare pentru realizarea operațiunilor petroliere desfășurate în baza unui acord

- **concesiune petrolieră** semnifică operațiunea juridică prin care statul român, reprezentat de autoritatea competentă, în calitate de concedent, transmite, pe o perioadă determinată, unei persoane juridice române sau străine, în calitate de concesionar:

a) dreptul și obligația de a efectua, pe riscul și cheltuiala proprie, operațiuni petroliere ce cad sub incidența prezentei legi, în schimbul unei redevențe;

b) dreptul de a utiliza bunurile aflate în proprietatea publică, necesare realizării operațiunilor petroliere, în schimbul unei redevențe;

- **depozit subteran** este un spațiu din scoarța terestră cu calități naturale sau dobândite ca urmare a unor operațiuni petroliere ori activități miniere anterioare, proprii pentru introducerea, stocarea și scoaterea unor volume de petrol;

- **distribuția gazelor naturale** - activitatea de vehiculare a gazelor naturale printr-un sistem de conducte de distribuție pentru a fi furnizate clienților, dar neincluzând furnizarea;

- **explorare** semnifică ansamblul de studii și operațiuni care se realizează pentru cunoașterea condițiilor geologice de acumulare a petrolului și cuprinde identificarea zăcămintelor, evaluarea cantitativă și calitativă a acestora, precum și determinarea condițiilor tehnice și economice de valorificare;

- **dezvoltare** semnifică ansamblul lucrărilor care constau în realizarea sondelor de exploatare, construirea, montarea, reabilitarea și modernizarea instalațiilor specifice, conductelor colectoare, conductelor magistrale, echipamentelor și a altor utilități necesare extracției, tratării, stocării, transportului și tranzitului petrolului;

- **exploatare** semnifică ansamblul de lucrări efectuate la și de la suprafață pentru extragerea petrolului, colectarea, tratarea, transportul, precum și tranzitul acestuia prin conductele magistrale, în vederea realizării unor scopuri economice prin folosirea și punerea în valoare a acestuia;

- **extindere/dezvoltare** - lucrare realizată în vederea racordării de noi utilizatori într-o zonă pentru care operatorul de transport și de sistem sau operatorul de distribuție deține concesiunea serviciului sau într-o zonă în care operatorul de distribuție a obținut o nouă concesiune sau în vederea creșterii capacității de înmagazinare a sistemului de înmagazinare și care constă în execuția de obiective noi aparținând sistemelor de transport, distribuție sau înmagazinare, precum și în creșterea capacității obiectivelor existente, în conformitate cu prevederile legale și ale normelor tehnice în vigoare;



- **investiție** - lucrare de extindere, dezvoltare, modernizare, re tehnologizare, creșterea de capacități, preluare de obiective sau achiziția de dotări din care au rezultat imobilizări corporale și necorporale utilizate pentru desfășurarea activității de operare a sistemului de transport, distribuție sau înmagazinare a gazelor naturale, care sunt finalizate și înregistrate în contabilitatea operatorului, pentru care se înregistrează amortizare;

- **înmagazinare subterană** reprezintă ansamblul de operațiuni petroliere executate la și de la suprafață pentru introducerea, stocarea în depozite subterane, precum și scoaterea petrolului din acestea, în vederea valorificării;

- **lucrare de mentenanță** - lucrare care se execută asupra unui obiectiv al sistemului de transport, distribuție sau înmagazinare a gazelor naturale pentru menținerea sau restabilirea stării tehnice necesare îndeplinirii pe durata de viață normată a condițiilor și parametrilor tehnici de funcționare pentru care a fost proiectat; lucrările de mentenanță nu reprezintă lucrări de investiții deoarece, spre deosebire de acestea, nu asigură depășirea performanțelor obiectivului pentru care acesta a fost proiectat și nu conduc la majorarea valorii contabile a obiectivului și a duratei de viață contabile;

- **mentenanță preventivă** - lucrări de mentenanță planificate, cu caracter profilactic, executate pentru prevenirea defectelor tehnice, respectiv pentru reducerea probabilității de defectare sau degradare a sistemului, în conformitate cu reglementările în vigoare;

- **mentenanță corectivă** - lucrări de mentenanță neplanificate, care se execută după defectare sau după o întrerupere voită pentru evitarea producerii unui defect a cărui apariție este iminentă, în scopul readucerii sistemului la nivelul inițial prevăzut în documentația tehnică de execuție, în conformitate cu reglementările în vigoare;

- **modernizare** - lucrare de înlocuire totală sau parțială a unui obiectiv amortizat total sau parțial al sistemului de transport, distribuție sau înmagazinare a gazelor naturale, uzat fizic sau moral, sau de completare a unui obiectiv cu instalații și echipamente performante, care au ca efect creșterea performanțelor obiectivului peste nivelul inițial prevăzut în documentația tehnică de execuție, și anume: siguranța în exploatare, performanțele tehnice, securitatea, flexibilitatea în situații de congestie, consumurile tehnologice, costurile operaționale, impactul negativ asupra mediului etc. Lucrarea care asigură depășirea performanțelor inițiale ale obiectivului conduce la majorarea valorii contabile, prelungește durata de viață a acestuia și asigură obținerea, după caz, de beneficii economice viitoare prin majorări de venituri sau economii de costuri, reprezintă lucrare de investiții;

- **operator** semnifică titularul sau o persoană juridică desemnată de titular să conducă operațiunile petroliere prevăzute în acordul petrolier și să îl reprezinte în relațiile cu autoritatea competentă;

- **operator de distribuție** - persoana fizică sau juridică ce realizează activitatea de distribuție a gazelor naturale în una sau mai multe zone delimitate și răspunde de exploatarea, întreținerea și dezvoltarea sistemului în respectiva zonă și, după caz, a interconectărilor sale cu alte sisteme, precum și de asigurarea capacității pe termen lung a sistemului, în vederea satisfacerii la un nivel rezonabil a cererii pentru distribuția gazelor naturale;

- **operator de înmagazinare** - persoana fizică sau juridică ce realizează activitatea de înmagazinare și răspunde de exploatarea instalației de înmagazinare a gazelor naturale;

- **operator de transport și de sistem** - persoana fizică sau juridică ce realizează activitatea de transport al gazelor naturale și răspunde de exploatarea, întreținerea și, dacă este necesar, dezvoltarea sistemului de transport într-o anumită zonă și, după caz, a interconectărilor sale cu alte

sisteme, precum și de asigurarea capacității pe termen lung a sistemului, în vederea satisfacerii cererii pentru transportul gazelor naturale;

- **operațiuni petroliere** semnifică ansamblul de activități de explorare, dezvoltare, exploatare și abandonare a unui zăcământ petrolier, înmagazinarea subterană, transportul și tranzitul petrolului pe conducte magistrale, precum și operarea terminalelor petroliere;

- **perimetru petrolier** reprezintă aria corespunzătoare proiecției la suprafață a conturului părții din scoarța terestră în interiorul căreia, pe un interval de adâncime determinat, se realizează lucrări de explorare, dezvoltare, exploatare sau înmagazinare, precum și suprafețele necesare desfășurării activităților de explorare, dezvoltare, exploatare, înmagazinare și transport al petrolului, situate în afara acestei arii;

- **permis de prospecțiune** este actul juridic emis de autoritatea competentă prin care se acordă dreptul neexclusiv, în sensul că se poate acorda simultan mai multor solicitanți, de a efectua lucrări de explorare într-un perimetru petrolier;

- **resurse geologice**- totalitatea cantităților sau volumelor de petrol din acumulările naturale descoperite și nedescoperite, prognozate pe structuri neevidențiate, presupuse pe baza unor considerente geo-statistice, ce ar putea fi descoperite în cadrul unităților structurale majore;

- **rezerva de petrol** - partea din resursa geologică care se consideră că poate fi recuperată în condițiile tehnice de extracție existente sau proiectate și economice specificate;

- **rezerve dovedite**- rezervele zăcămintelor aflate în curs de exploatare, cât și cele al căror stadiu de investigare permite proiectarea exploatării;

- **rezerve probabile**- rezervele al căror grad de cunoaștere nu întrunește condițiile de clasificare dovedite, dar care se apreciază ca se vor putea recupera în viitor din resursele geologice, în condițiile tehnice cunoscute și economice estimate;

- **rezerve posibile** - rezervele considerate că se vor putea extrage din resurse geologice evaluate pe structuri cunoscute pe baza datelor geologice și ingineresti, obținute prin lucrări de cercetare geologică în zona sau pe zăcăminte adiacente.

- **serviciu public** - activitatea de interes general în domeniul gazelor naturale, autorizată, și monitorizată de o autoritate publică;

- **sistemul național de transport (SNT)** - sistemul de transport situat pe teritoriul României și care se află în proprietatea publică a statului;

- **titular** semnifică persoana juridică română sau străină, căreia i s-a acordat dreptul de a efectua operațiuni petroliere în baza unui acord petrolier;

- **transport** desemnează ansamblul activităților pentru operarea conductelor magistrale sau a unor porțiuni din acestea, precum și preluarea, manipularea, dispecerizarea, depozitarea, selecționarea, transmisia și livrarea petrolului la consumatori finali, la distribuitori, la export sau în tranzit;

- **zăcământ comercial** desemnează acumularea sau ansamblul acumulărilor naturale de petrol, a căror valorificare unitară este justificată din punct de vedere tehnic și economic.