PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE din 13 martie 2025privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale în România
EMITENT • GUVERNUL ROMÂNIEI
Publicat în MONITORUL OFICIAL nr. 242 bis din 19 martie 2025
Notă
Aprobat prin HOTĂRÂREA nr. 236 din 13 martie 2025, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 242 din 19 martie 2025.

Cuprins
LISTĂ ACRONIME:
1. INTRODUCERE
2. DESCRIEREA SISTEMULUI DE GAZE NATURALE DIN ROMÂNIA
2.1. Descrierea funcționării rețelei de gaze naturale din România
2.1.1. Descrierea Sistemului Național de Transport gaze naturale
2.1.2. Operatorul Național de Transport și de Sistem
2.1.3. Sistemele de distribuție gaze naturale
2.1.4. Înmagazinarea subterană a gazelor naturale în România
2.1.5. Identificarea infrastructurilor-cheie relevante pentru siguranța furnizării
2.2. Consumul de gaze naturale în România
2.3. Producția de gaze naturale în România
2.4. Rolul gazelor naturale în producția de energie electrică
2.5. Rolul măsurilor de eficiență energetică și efectul acestora asupra consumului anual de gaze naturale
3. DESCRIEREA REȚELEI REGIONALE DE GAZE NATURALE PENTRU FIECARE GRUP DE RISC LA CARE PARTICIPĂ ROMÂNIA
3.1. Grupul de risc Ucraina
3.1.2. Rolul instalațiilor de stocare relevante pentru Grupul de risc Ucraina, inclusiv accesul transfrontalier
3.1.3. Rolul producției interne de gaze naturale a Statelor Membre din Grupul de risc Ucraina
3.1.4. Rolul gazelor naturale în producția de energie electrică în cadrul Grupului de risc Ucraina
3.2. Grupul de risc pentru furnizarea de gaze din est - Transbalcanic
3.3. Grupul de risc Coridorul sudic al gazelor - Marea Caspică
3.3.1. Descrierea funcționării rețelei de gaze în cadrul Grupului de risc Caspic
3.3.2. Rolul instalațiilor de stocare relevante pentru Grupul de risc Caspic, inclusiv accesul transfrontalier
3.3.3. Rolul producției interne de gaze naturale a Statelor Membre din Grupul de risc Caspic
3.3.4. Rolul gazelor naturale în producția de energie electrică în cadrul Grupului de risc Caspic
3.4. Calcularea formulei N-1 la nivelul Grupurilor de risc
3.4.1. Calcularea formulei N-1 la nivelul Grupului de risc Ucraina
3.4.2. Calcularea formulei N-1 la nivelul Grupului de risc Transbalcanic
3.4.3. Calcularea formulei N-1 la nivelul Grupului de risc Caspic
4. REZUMATUL EVALUĂRII RISCURILOR
4.1. Evaluarea națională a riscurilor
4.1.1. Scenarii de risc privind aprovizionarea cu gaze naturale în România
4.2. Matricea riscurilor
4.3. Principalele concluzii
5. STANDARDUL PRIVIND INFRASTRUCTURA
5.1. Identificarea infrastructurii unice principale de gaze
5.2. Calculul formulei N-1 la nivel național
5.3. Capacitatea bidirecțională de transport
6. CONFORMITATEA CU STANDARDUL DE FURNIZARE
6.1. Definiția clienților protejați
6.2. Asigurarea furnizării de gaze naturale către clienții protejați
7. MĂSURI PREVENTIVE
7.1. Plan de reducere a cererii de gaze naturale
7.2. Măsuri de prevenire a riscurilor identificate
7.3. Măsuri bazate pe piață axate pe cerere
7.3.1. Depozite comerciale - alocarea nediscriminatorie a capacităților de înmagazinare disponibile, în regim multiciclu
7.3.2. Facilitarea integrării în sistemul gazier a gazelor din surse regenerabile
7.3.3. Diversificarea surselor și a rutelor de aprovizionare cu gaze
7.3.4. Îmbunătățirea relevanței interconectărilor cu flux bidirecțional
7.3.5. Sinergia activităților de dispecerizare ale SNT și ale Sistemului Electroenergetic Național (SEN)
7.3.6. Utilizarea armonizată a contractelor pe termen lung și pe termen scurt, în ponderi adecvate stablității pentru acoperirea cererii de gaze naturale
7.4. Măsuri bazate pe piață axate pe ofertă
7.4.1. Investiții în dezvoltarea infrastructurii
7.4.2. Utilizarea contractelor de furnizare care pot fi întrerupte, bazate pe mecanisme de piață
7.4.3. Utilizarea capacităților de înmagazinare în asigurarea continuității în furnizarea de gaze naturale, inclusiv în creșterea flexibilității producției naționale
7.4.4. Furnizarea de gaze naturale în condiții de eficiență energetică
7.4.5. Creșterea ponderii gazelor regenerabile în activitățile de aprovizionare
7.5. Alte măsuri preventive
7.5.1. Asigurarea unor indicatori de performanță relevanți și îmbunătățirea sistemului de monitorizare a acestora
7.5.2. Menținerea unei infrastructuri funcționale și fiabile
7.5.3. Furnizarea de ultimă instanță a gazelor naturale
7.6. Măsuri nebazate pe piață
7.7. Impactul măsurilor
7.8. Obligațiile întreprinderilor din domeniul gazelor naturale
8. PROIECTE DE INFRASTRUCTURĂ
8.1. Proiecte de investiții pentru dezvoltarea SNT
8.1.1. Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA) - Faza II
8.1.2. Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre (Tuzla - Podișor)
8.1.3. Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria-România-Ungaria- Austria (BRUA-Faza III)
8.1.4. Interconectarea România-Serbia - interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia
8.1.5. Proiectul "Dezvoltarea/Modernizarea Infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României"
8.1.6. Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse
8.1.7. Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2
8.1.8. Modernizare SMG Isaccea 3 și Negru Voda 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3
8.1.9. Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre
8.1.10. Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre
8.1.11. Eastring-România
8.1.12. Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale
8.1.13. Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport gaze naturale
8.2. Proiecte de investiții pentru dezvoltarea sistemului de stocare a gazelor naturale
8.2.1. Creșterea capacității de extracție zilnică în cadrul Depozitului Bilciurești - Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale-Bilciurești
8.2.2. Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești
8.2.3. Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni (Moldova)
8.2.4. Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)
8.2.5. Unitate de stocare-Depomureș
8.3. Descoperirea de noi rezerve de gaze naturale pe teritoriul României
8.4. Proiecte de reconversie a infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului
8.5. Proiecte de dezvoltare culoare dedicate pentru transportul hidrogenului
9. OBLIGAȚIILE DE SERVICIU PUBLIC LEGATE DE SIGURANȚA FURNIZĂRII GAZELOR NATURALE
10. CONSULTAREA CU PĂRȚILE INTERESATE
11. DIMENSIUNEA REGIONALĂ
11.1. Mecanismele dezvoltate pentru cooperare între Statele Membre
11.2. Măsuri necesare pentru punerea în aplicare a principiului solidarității
12. CONCLUZII LISTA FIGURILOR:

LISTA TABELELOR:
LISTĂ ACRONIME:
ANRE - Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei

ANRMPSG - Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Minier, Petrolier și al Stocării Geologice a Dioxidului de Carbon
BRUA - Coridorul Bulgaria - România - Ungaria - Austria
CE - Comisia Europeană
ENTSO-G - European Network of Transmission System Operators for Gas/Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și de Sistem de Gaze Naturale
GNL - Gaz natural lichefiat
INS - Institutul Național de Statistică
IP/EP - Puncte de intrare/Entry points
ISO - Operator independent de sistem
JRC - Joint Research Center (Centrul Comun de Cercetare)
OTS - Operatorul de Transport și de Sistem
mc - metri cubi
mil. - Milion/Milioane
mld. - Miliard/Miliarde
PDSNT - Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale 2024-2033 aprobat de ANRE prin Decizia nr. 2717/17.12.2024
PNIESC - Planulul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice
SEN - Sistemul Electroenergetic Național
SMG - Stație de Măsurare Gaze
SNT - Sistemul Național de Transport
tep - tone echivalent petrol
TYNDP - Planul de Dezvoltare a Rețelei pe 10 ani
UE - Uniunea Europeană
UGS - Underground gas storage/ Depozit subteran de gaze

1. INTRODUCERE

Siguranța aprovizionării cu gaze naturale este responsabilitatea comună a întreprinderilor din sectorul gazelor naturale, a Statelor Membre și a Comisiei Europene.
Regulamentul (UE) nr. 1938/2017 al Parlamentului European și al Consiliului din 25 octombrie 2017 privind măsurile de garantare a siguranței furnizării de gaze și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 994/2010, cu modificările și completările ulterioare, denumit, în continuare, Regulament, definește responsabilitățile și obligațiile pentru întreprinderi, autorități naționale și Comisia Europeană și solicită Statelor membre să stabilească din timp gestionarea eficientă a situațiilor de criză și să instituie măsuri sub formă de acțiuni preventive și planuri de urgență.
Conform prevederilor articolului 8, alineatul (2) litera a) din Regulament, Autoritatea competentă a fiecărui Stat Membru, stabilește "un plan de acțiuni preventive conținând măsurile necesare pentru a elimina sau a atenua riscurile identificate, inclusiv efectele măsurilor în favoarea eficienței energetice și ale măsurilor axate pe cerere analizate în evaluările comună și națională ale riscurilor", elaborat în conformitate cu articolul 9 și, urmare a consultării întreprinderilor din sectorul gazelor naturale, a organizațiilor relevante care reprezintă interesele clienților casnici și industriali de gaze, a producătorilor de energie electrică și a operatorului de transport și de sistem de energie electrică.
În conformitate cu articolul 102 literele l) și o) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, Ministerul Energiei exercită calitatea de autoritate competentă în baza Regulamentului și, în această calitate, elaborează Planul de acțiuni preventive privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale, conform prevederilor Regulamentului.
În acest sens, a fost elaborat Planul de acțiuni preventive care îndeplinește cerințele din Regulamentul (UE) nr.2017/1938 realizat în conformitate cu prevederile din articolul 9 și Anexa VI din Regulament și legislația națională în vigoare și cuprinzând următoarele:

- descrierea sistemului de gaze naturale din România;
- descrierea consolidată a rețelei regionale de gaze naturale pentru fiecare grup de risc la care participă România;
- rezultatele relevante ale evaluării comune și a evaluării naționale a riscurilor efectuate în conformitate cu prevederile articolului 7 din Regulament, care includ lista scenariilor evaluate și o descriere a ipotezelor aplicate pentru fiecare scenariu, precum și riscurile identificate și concluziile evaluării riscurilor;
- descrierea modului de conformare cu standardul privind infrastructura, incluzând calcularea formulei N-1 nivel național, principalele valori utilizate pentru formula N-1, opțiunile alternative de conformare cu acest standard și capacitățile bidirecționale existente;
- descrierea măsurilor adoptate în scopul conformării cu standardul de furnizare, incluzând definiția clienților protejați, categoriile de clienți vizate și consumul lor anual de gaze (per categorie, valoare netă și procentaj din consumul final anual național de gaze), volumele de gaze necesare, capacitățile necesare și măsurile în vigoare pentru a se conforma;
- descrierea măsurilor preventive existente sau care urmează a fi adoptate, incluzând o descriere a dimensiunii lor naționale și regionale, impactul lor economic și asupra clienților, precum și alte măsuri și obligații care au fost impuse întreprinderilor din sectorul gazelor naturale, întreprinderilor din domeniul energiei electrice, dacă este cazul, și altor organisme relevante care pot avea un impact asupra siguranței furnizării de gaze, cum ar fi obligațiile referitoare la funcționarea sigură a rețelei de gaze;
- descrierea viitoarelor proiecte de infrastructură, inclusiv proiectele de interes comun;
- obligațiile de serviciu public legate de siguranța furnizării;
- consultările cu părțile interesate;
- dimensiunea regională, incluzând calcularea formulei N-1 la nivelul fiecărui grup de risc la care participă România și mecanismele dezvoltate pentru cooperare între Statele Membre.

2. DESCRIEREA SISTEMULUI DE GAZE NATURALE DIN ROMÂNIA

2.1. Descrierea funcționării rețelei de gaze naturale din România

2.1.1. Descrierea Sistemului Național de Transport gaze naturale

Sistemul Național de Transport (SNT), prezentat în Figura 1, a fost conceput ca un sistem radial- inelar interconectat și este reprezentat de ansamblul de conducte magistrale, precum și de instalațiile, echipamentele și dotările aferente. Transportul gazelor naturale este asigurat printr-o rețea de 13.967 km de conducte și racorduri de alimentare cu gaze naturale cu diametre cuprinse între 50 mm și 1.200 mm, la presiuni cuprinse între 6 bar și 63 bar, prin care se asigură preluarea gazelor naturale extrase din perimetrele de producție sau a celor provenite din import și transportul acestora în vederea livrării către participanții de pe piața internă de gaze naturale, export, transport internațional etc.

Figura 1. Harta Sistemului Național de Transport Gaze Naturale*1)
*1) sursa: Transgaz - Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale 2024 - 2033
https://www.transgaz.ro/sites/default/files/PDSNT%202024-2033.pdf
Principalele componente ale Sistemului Național de Transport gaze naturale la 31.10.2024 sunt prezentate în Tabelul 1.
Tabel 1. Infrastructura existentă a SNT *2)
*2) Transgaz - SNT

Componentele SNT
Conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare cu gaze naturale, din care:
Numărul stațiilor de reglare măsurare (SRM) în exploatare:
Numărul stațiilor de comprimare (SCG):
Numărul stațiilor de comandă vane (SCV) și/sau a nodurilor tehnologice (NT):
Numărul stațiilor de măsurare a gazelor din import/export (SMG) (Giurgiu, Medieșu Aurit, Isaccea I, Isaccea fost T1, Isaccea fost T2, Negru Vodă fos
Numărul stațiilor de măsurare amplasate pe conductele de transport internațional gaze (SMG) (Isaccea Tranzit III, Negru Vodă III):
Numărul stațiilor de protecție catodică (SPC):
Numărul stațiilor de odorizare gaze (SOG):
Diametrul conductelor:
Presiunea de operare:
Interconectări ale SNT cu alte sisteme de transport/operatorii sistemelor adiacente:
Numărul total al punctelor de interconectare:

Interconectări ale SNT cu terminale GNL/operatorii sistemelor adiacente:
Interconectări ale SNT cu facilităţile de înmagazinare/operatorii sistemelor adiacente:
Numărul total al punctelor de intrare/ieşire:
Interconectări ale SNT cu facilităţile de producţie/producătorii:
Numărul total al punctelor de intrare:
Interconectări ale SNT cu sistemele de distribuţie/operatorii sistemelor de distribuţie:
Numărul total al punctelor de ieşire:
Interconectări ale SNT cu consumatorii direcţi/tip consumator direct:
Numărul total al punctelor de ieşire:
Interconectări între facilităţile de producţie cu sistemele de distribuţie:
Numărul total al punctelor de intrare/ieşire:

2.1.2. Operatorul Naţional de Transport şi de Sistem*3)
*3) Transgaz, PDSNT 2024-2033
SNTGN Transgaz SA este operatorul tehnic al Sistemului Naţional de Transport (SNT) gaze naturale şi asigură îndeplinirea în condiţii de eficienţă, transparenţă, siguranţă, acces nediscriminatoriu şi competitivitate a strategiei naţionale privind transportul intern şi internaţional al gazelor naturale, dispecerizarea gazelor naturale, precum şi cercetarea şi proiectarea în domeniul specific activităţii sale, cu respectarea cerinţelor legislaţiei europene şi naţionale, a standardelor de calitate, performanţă, mediu şi dezvoltare durabilă.
Societatea Naţională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ SA, înfiinţată în baza Hotărârii de Guvern nr. 334/ 2000 privind reorganizare Societăţii Naţionale de Gaze Naturale «Romgaz» - S.A., cu modificările şi completările ulterioare, desfăşoară următoarele activităţi:- Transportul gazelor naturale - activitate reglementată de monopol, cu tarife stabilite în baza metodologiei emise de Autoritatea Naţională de Reglementare în domeniul Energiei;
Dispecerizarea gazelor, cercetarea şi proiectarea în domeniul transportului gazelor naturale.
Transgaz S.A. operează sistemul de transport de gaze naturale din România, în baza normelor privind modelul ISO, ca operator independent de sistem, în baza Licenţei de operare a sistemului de transport gaze naturale nr. 1933/20.12.2013, emisă de Autoritatea Naţională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), valabilă până la data de 08iulie2032.
Activitatea de transport gaze naturale se desfăşoară în baza Acordului de concesiune al conductelor, instalaţiilor, echipamentelor şi dotărilor aferente SNT, aflate în domeniul public al statului român, încheiat cu Autoritatea Naţională de Reglementare în Domeniul Minier, Petrolier şi al Stocării Geologice a Dioxidului de Carbon (ANRMPSG), ca reprezentantul statului român, aprobat prin Hotărârea Guvernului nr. 668/ 2002 privind aprobarea acordului de concesiune a conductelor magistrale, instalaţiilor, echipamentelor şi dotărilor aferente Sistemului naţional de transport al gazelor naturale şi a activităţii de operare a Sistemului naţional de transport al gazelor naturale, încheiat între Agenţia Naţională pentru Resurse Minerale şi Societatea Naţională de Transport Gaze Naturale Transgaz - S.A. Mediaş, cu modificările şi completările ulterioare (publicat în Monitorul Oficial nr. 486/8 iulie 2002), valabil până în 2032..
2.1.3. Sistemele de distribuţie gaze naturale
Sistemul de distribuţie a gazelor naturale este format din conducte de distribuţie a gazelor naturale şi racordurile aferente acestora, în lungime totală de peste 58.594 km, operate de 27 de societăţi de distribuţie a gazelor naturale, doi dintre aceştia acoperind majoritatea lungimii sistemului de distribuţie a gazelor naturale, Distrigaz Sud Reţele SRL şi Delgaz Grid.
DELGAZ GRID SA, deţinută de E.ON ROMÂNIA SA*4)
*4) Delgaz Grid https://delgaz.ro/gaze-naturale- >50% deţinut de E.ON ROMÂNIA SRL;- lungimea reţelei de distribuţie: -24.000 km;- clienţi: ~1.800.000.
Figura 2. Reţeaua de distribuţie a gazelor naturale care acoperă judeţele din partea de nord a României
DISTRIGAZ SUD REŢELE SRL, deţinută de ENGIE România SA*5)
*5) Distrigaz Sud Reţele, https://www.distrigazsud-retele.ro/profil-companie/- 99.97% deţinut de Engie România;- lungimea reţelei de distribuţie: -22.000 km;- clienţi: - 2.000.000
Figura 3. Reţeaua de distribuţie a gazelor naturale care acoperă judeţele din partea de sud a României
2.1.4. Înmagazinarea subterană a gazelor naturale în România
Înmagazinarea subterană a gazelor naturale are un rol major în asigurarea siguranţei în aprovizionarea cu gaze naturale, facilitând echilibrarea dintre consum şi sursele de gaze (producţie internă şi importuri). Capacitatea de înmagazinare subterană a gazelor naturale este asigurată în România prin intermediul a 6 depozite de înmagazinare subterană a gazelor naturale, cu o capacitate activă totală de 33,863 TWh pe ciclu de înmagazinare*6), respectiv o capacitate de injecţie de 267,750 GWh/zi şi o capacitate de extracţie de 341,44 GWh/zi, ale căror caracteristici tehnice sunt prezentate în Tabelul 2.
*6) AGSI, https://agsi.gie.eu/
În prezent, pe piaţa de înmagazinare din România sunt activi doi operatori de sistem de înmagazinare:
● Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale DEPOGAZ Ploieşti S.R.L.*7), filială a S.N.G.N. Romgaz S.A., care deţine licenţă pentru operarea a 5 depozite de înmagazinare subterană a gazelor naturale, a căror capacitate activă cumulată este de 30,709 TWh pe ciclu respectiv 90,54% din capacitatea totală de înmagazinare;
*7) Depogaz, https://www.depogazploiesti.ro/ro/activitate/înmagazinare

● DEPOMUREŞ S.A.*8), care operează depozitul de înmagazinare subterană a gazelor naturale Târgu Mureş, cu o capacitate activă de 3,154 TWh pe ciclu de înmagazinare care reprezintă 9,5% din capacitatea totală de înmagazinare.
*8) Depomureş, http://www.depomures.ro/despre_depozit.php
Tabel 2. Caracteristicile tehnice ale depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale

Operator sistem de înmagazinare	Depozit	Capacitatea activă		Capacitate de injecţie		Capacitate de extracţie	
		mil. mc/ciclu	TWh/ ciclu	mil. mc/zi	GWh/ zi	mil. mc/zi	GWh/ zi
Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale DEPOGAZ Ploieşti S.R.L.	Bilciureşti	1.310	14,017	10,000	107,000	14,000	149,800
	Sărmăşel	900	9,630	6,500	69,550	7,500	80,250
	Urziceni	360	3,852	3,000	32,100	4,500	48,150
	Ghercești	250	2,675	2,000	21,400	2,000	21,400
	Bălăceanca	50	0,535	1,000	10,700	1,200	12,840
DEPOMUREŞ S.A.	Târgu Mureş	300	3,154	2,600	27,000	2,800	29,000
TOTAL		3.170	33,863	25,100	267,750	32,000	341,44

Regulamentul (UE) 2022/1032 al Parlamentului European şi al Consiliului din 29 iunie 2022 de modificare a Regulamentelor (UE) 2017/1938 şi (CE) nr. 715/2009 în ceea ce priveşte înmagazinarea gazelor prevede măsuri privind nivelul de umplere a instalaţiilor subterane de stocare a gazelor pentru a garanta securitatea aprovizionării cu gaze pentru sezonul de iarnă. Prin urmare, instalaţiile subterane de stocare a gazelor trebuie umplute la cel puţin 90 % din capacitate înainte de începerea următoarelor perioade de iarnă.
Conform acestei prevederi, pentru sezonul de iarnă 2023-2024, volumul minim de gaze naturale ce trebuie stocat în depozitele subterane este de 2,853 mld. m.c., reprezentând 90% din capacitatea totală.*9)
*9) Regulamentul (UE) 2022/1032 al Parlamentului European şi al Consiliului din 29 iunie 2022 de modificare a Regulamentelor (UE) 2017/1938 şi (CE) nr. 715/2009 în ceea ce priveşte înmagazinarea gazelor https://eur-lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R1032&qid=1741851935713
În data de 7 noiembrie 2023, volumul înmagazinat în depozitele subterane a fost de 3.272,0 mld mc (~35.0104 TWh, PCS 10.7 kWh/mc), reprezentând 103.21% din capacitatea totală.
În data de 16 octombrie 2024, volumul înmagazinat în depozitele subterane a fost de 3.280,2 mld mc (~35.0981 TWh, PCS 10.7 kWh/mc), reprezentând 103.47% din capacitatea totală.
2.1.5. Identificarea infrastructurilor-cheie relevante pentru siguranţa furnizării
Structura fizică a SNT gaze naturale oferă posibilitatea identificării şi constituirii unor culoare de transport gaze naturale care să răspundă atât necesităţilor privind asigurarea alimentării cu gaze naturale a diferitelor zone de consum din ţară, cât şi necesităţilor privind tranzitul prin sistemul românesc a unor cantităţi de gaze naturale între sistemele ţărilor vecine, ca o cerinţă impusă de liberalizarea pieţelor gazelor naturale şi de reglementările europene.
SNT gaze naturale din România este format în principal din culoare de transport şi o reţea de transport gaze naturale care, deşi extinsă şi complexă, a fost concepută într-o perioadă în care accentul se punea pe aprovizionarea cu gaze naturale a marilor consumatori industriali, reţea, care urmează un proces continuu de dezvoltare realizat prin implementarea proiectelor de investiţii incluse în Planul de dezvoltare a Sistemului Naţional de Transport gaze naturale pe 10 ani al Transgaz SA.
La identificarea proiectelor necesar a fi dezvoltate în SNT gaze naturale sunt luate în considerare principalele cerinţe pe care aceste proiecte trebuie să le asigure în dinamica actuală a pieţei regionale de gaze naturale.
Dezvoltările menţionate mai sus sunt coroborate cu dezvoltarea sistemului de înmagazinare care are un rol complementar în susţinerea securităţii, stabilităţii, optimizării şi flexibilizării SNT gaze naturale.
2.2. Consumul de gaze naturale în România
Consumul de gaze naturale este acoperit de gaze naturale din producţia internă, precum şi de gaze naturale din import.
La calcularea cantităţilor livrate spre consum s-au luat în considerare şi schimburile efectuate între surse, respectiv între sursele curente (producţie internă/ import) şi cele din depozitele de înmagazinare subterană (import/ producţie internă).
Tabelul 3. prezintă consumul final anual total de gaze pentru anii 2019-2023, din care rezultă că consumul total de gaze naturale înregistrat în anul 2023 a înregistrat o scădere de circa 7,83% faţă de 2022.*10)
*10) ANRE, Rapoarte lunare de monitorizare a pieţei gazelor naturale, https://anre.ro/despre/rapoarte/
Tabel 3. Consumul final anual total de gaze

Lună	Total surse consumate [MWh]				
	2019	2020	2021	2022	2023
ianuarie	19.671.283.959	18.947.683.915	17.643.686.837	17.060.025.026	13.855.755.568
februarie	15.488.098.159	14.971.751.090	15.652.272.514	13.446.664.160	13.982.847.176
martie	12.433.765.234	12.451.054.849	15.836.152.444	13.298.049.759	10.884.218.598
aprilie	9.013.113.679	8.464.735.591	11.270.293.089	7.812.981.273	8.094.542.749
mai	6.153.932.435	6.492.926.496	6.625.540.472	6.166.186.422	5.099.894.392
iunie	3.994.919.980	6.083.749.307	5.659.812.706	5.272.722.980	3.850.225.001
iulie	5.339.229.185	6.591.717.988	5.523.420.495	4.903.597.279	4.573.913.288
august	5.921.481.970	6.644.763.267	5.465.873.381	4.684.573.994	4.373.022.375
septembrie	6.442.337.349	6.786.077.472	6.238.005.191	5.326.638.052	4.711.613.397
octombrie	9.260.324.177	8.478.189.686	10.265.057.544	6.829.549.364	6.687.407.381
noiembrie	11.408.053.375	14.448.764.748	12.920.458.504	10.327.336.851	11.582.267.805
decembrie	15.607.517.250	16.766.679.029	16.491.695.497	14.016.127.224	14.897.462,168
TOTAL	120.734.056.752	127.128.093.438	129.592.268.674	109.144.452.384	102.593.169.898

De menţionat că pentru perioada ianuarie - iulie 2018, sursele totale consumate se determină prin însumarea producţiei interne din luna respectivă cu importul livrat spre consum în aceeaşi lună, aceste valori fiind ulterior coroborate cu deficitul/excedentul Transgaz SA, specificate la pagina 7 din Raportul de monitorizare a pieţei de gaze naturale pentru luna respectivă. Pentru perioada august 2018 - octombrie 2020, sursele totale consumate sunt precizate în mod explicit la pagina 6 din Raportul de monitorizare a pieţei de gaze naturale pentru luna respectivă, acesta incluzând deficitul /excedentul Transgaz SA.
În conformitate cu prevederile articolului 3 din Regulamentul 2022/1369 privind măsuri coordonate de reducere a cererii de gaze, "Statele membre depun toate eforturile pentru a-şi reduce consumul de gaze în perioada 1 august 2022-31 martie 2023 cu cel puţin 15 % comparativ cu consumul lor mediu de gaze înregistrat în perioada 1 august-31 martie în cursul ultimilor cinci ani consecutivi anteriori datei intrării în vigoare a prezentului regulament ("reducerea voluntară a cererii").".
În perioada august 2022 - martie 2023, consumul de gaze naturale din România a fost redus cu 19,90%, prin măsuri voluntare, după cum urmează*11):
*11) Eurostat,https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_GASM custom_5028797/default/table?lang=en
Tabel 4. Consumul de gaze naturale în perioada august 2022 - martie 2023

	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	medie 5 ani referinţă	2022-2023	(2022/media de referinţă) %	reducere faţă de perioada de

august	691.00	565.00	533.00	614.00	508.00	582.20	341.00	58.57	41.43
septembrie	712.00	612.00	592.00	634.00	579.00	625.80	402.00	64.24	35.76
octombrie	954.00	843.00	851.00	789.00	956.00	878.60	542.00	61.69	38.31
noiembrie	1235.00	1309.00	1052.00	1351.00	1209.00	1231.20	965.00	78.38	21.62
decembrie	1446.00	1761.00	1452.00	1562.00	1543.00	1552.80	1309.00	84.30	15.70
ianuarie	1295.00	1860.00	1772.00	1650.00	1591.00	1633.60	1295.00	79.27	20.73
februarie	1833.00	1445.00	1397.00	1458.00	1263.00	1479.20	1300.00	87.89	12.11
martie	1476.00	1162.00	1158.00	1472.00	1247.00	1303.00	1004.00	77.05	22.95
Total	9642.00	9557.00	8807.00	9530.00	8896.00	9286.40	7438.00	80.10	19.90

consum realizat aug 22-mart 2023 - 7.438,00 mil mc
media de referinţă aug-mart - 9.286,40 mil mc
aug 22-mart 23 / media de referinţă aug-mart (%) - 80,10
reducere aug 22-mart 23 fata de referinţă aug-mart(%) - 19,90
În conformitate cu prevederile articolului 3 din Regulamentul 2023/706 de modificare a Regulamentului (UE) 2022/1369 în ceea ce privește prelungirea perioadei de reducere a cererii pentru măsurile de reducere a cererii de gaze și consolidarea raportării și a monitorizării punerii în aplicare a acestora, " Statele membre depun toate eforturile pentru a-și reduce consumul de gaze în perioada 1 aprilie 2023-31 martie 2024 cu cel puțin 15 % comparativ cu consumul lor mediu de gaze înregistrat în perioada 1 aprilie 2017-31 martie 2022 (denumită în continuare "reducere voluntară a cererii")."). În perioada aprilie 2023 - martie 2024, consumul de gaze naturale din România a fost redus cu 17,38%, prin măsuri voluntare, după cum urmează*12):
*12) Eurostat, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_GASM/default/table?lang=en
Tabel 5. Consumul de gaze naturale în perioada aprilie 2023 - martie 2024

	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	medie 5 ani referinţă	20232024	% (2023-2024/ media de referinţă)	reducere faţă de perioad
aprilie	886.00	632.00	844.00	787.00	1039.00	837.60	754.00	90.02	9.98
mai	692.00	556.00	577.00	601.00	616.00	608.40	473.00	77.74	22.26
iunie	751.00	557.00	373.00	561.00	526.00	553.60	357.00	64.49	35.51
iulie	661.00	533.00	499.00	609.00	513.00	563.00	423.00	75.13	24.87
august	691.00	565.00	533.00	614.00	508.00	582.20	407.00	69.91	30.09
septembrie	712.00	612.00	592.00	634.00	579.00	625.80	441.00	70.47	29.53
octombrie	954.00	843.00	851.00	789.00	956.00	878.60	629.00	71.59	28.41
noiembrie	1235.00	1309.00	1052.00	1351.00	1209.00	1231.20	1089.00	88.45	11.55
decembrie	1446.00	1761.00	1452.00	1562.00	1543.00	1552.80	1398.00	90.03	9.97
ianuarie	1295.00	1860.00	1772.00	1650.00	1591.00	1633.60	1560.00	95.49	4.51
februarie	1833.00	1445.00	1397.00	1458.00	1263.00	1479.20	1149.00	77.68	22.32
martie	1476.00	1162.00	1158.00	1472.00	1247.00	1303.00	1110.00	85.19	14.81
Total	12632.00	11835.00	11100.00	12088.00	11590.00	11849.00	9790.00	82.62	17.38

consum realizat apr 23-mar 24 - 9.790,00 mil mc
media de referinţă apr-mar - 11.849,80 mil mc
apr23 - mar24 / media de referinţă apr-mar (%) - 82,62
reducere apr23 - mar24 fata de referinţă apr-mar (%) - 17.38
Tabelul 6. prezintă structura consumului total de gaze naturale pe tipuri de clienţi, asigurat de furnizori, la nivelul lunii decembrie 2022 și permite următoarele observaţii:
● consumul total de gaze naturale înregistrat în 2023 a fost de aproximativ 102,46 TWh, înregistrând o scădere de 6,51% în 2023 faţă de 2022*13)
*13) ANRE, Raport anual 2023, pag. 317, https://anre.ro/despre/rapoarte/
● exceptând consumurile specifice, consumul înregistrat a fost de aproximativ 94,83 TWh, din care aproximativ 60,81 TWh a reprezentat consumul noncasnic, iar 34,02 TWh consumul casnic;
● ponderea cantităţilor consumate de clienţii casnici din totalul consumului final este de 35,88%, iar a clienţilor noncasnici reprezintă 64,12%;
● deși numărul clienţilor noncasnici reprezintă doar 4,80% din totalul clienţilor finali de gaze naturale, ponderea cantităţilor consumate de aceștia este de 64,12% din consumul final total.
Tabel 6. Structura consumului total de gaze naturale pe tipuri de clienţi finali

Clienţi finali	Număr clienţi (contracte)	Pondere în total clienţi [%]	Consum [TWh]	Pondere în total consum [%]
Clienţi casnici	4.390.628	95,20	34,02	35,88
Clienţi noncasnici	221.172	4,80	60,81	64,12
TOTAL	4.611.80	100	94,83	100

2.3. Producţia de gaze naturale în România
Datorită rezervelor limitate de resurse de energie primară, producţia internă de energie primară în România a rămas practic constantă la o valoare de aproximativ 31-36 milioane tone echivalent petrol (tep). Fără contribuţia surselor de energie regenerabile, această valoare va scădea treptat în următorii ani.
În Tabelul 7 se prezintă evoluţia producţiei de energie primară, pe tipuri de surse energetice, în România, în perioada 2014-2023:
Tabel 7. Evoluţia producţiei de energie primară în România, pe tipuri de sursă*14)
*14) INS, Buletine statistice de industrie, Bilanţul Energetic și Structura Echipamentelor Energetice

Surse primare de energie [mii tep]	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Surse totale din care:	32.221,2	32.873,6	33.162	34.291,4	34.585,1	35.264,1	28.473,6	36462	33100,9	32897,7
Cărbune	4.903	5.235,2	4.738,5	5.164,7	4.809,9	4.330,3	2.755,8	4327	3459,0	2681,9
Gaze naturale	9.121,2	8.722,1	8.672,6	9.282,1	9.494	10.194,9	8.124,9	11,888	9394,4	9616,7

Petrol	10.515,7	10.333,6	11.048,8	11.175,9	11.638	12.003,3	9.104,5	10,913	11629,2	10167,1
Surse regenerabile (hidro, eoliene, solare)	5.106,1	5.390	5.504,7	5.203,8	5.294,4	5.295,2	5.052,4	5106	5427,2	5884,4
Produse petroliere importate	2.110,4	2.690,2	2.691,8	2.985,8	2.905,5	2.955,3	3.073,1	4228	3191,1	4348,3

Producţia anuală de gaz natural a scăzut de la 387,34 TWh (36,2 miliarde de metri cubi în 1986 - anul cu vârf producţie, PCS=10,7 kWh/mc) la 97.823 TWh (~9,14 miliarde de metri cubi) în 2022.
Conform datelor Autorităţii Naţionale de Reglementare în Domeniul Minier, Petrolier şi al Stocării Geologice a Dioxidului de Carbon, situaţia resurselor geologice şi rezervelor a fost după cum urmează (2020):- resurse geologice: 726,8 miliarde metri cubi;- rezerve dovedite: 153,0 miliarde metri cubi. *15)
*15) Anexa la Hotărârea Guvernului nr. 1.491/2024 pentru aprobarea Strategiei energetice a României 2025-2035, cu perspectiva anului 2050, pag. 31 https://energie.gov.ro/wp-content/uploads/2022/08/Strategia-2030_DGJRI_AM_12.08.2022_MU_Clean_25.08.2022-1.pdf
Tabelul 8. prezintă producţia internă de gaze naturale (producţie curentă şi înmagazinare) în România în perioada 2019-2023.
Cantitatea de gaze naturale produsă în 2023 a fost de 99.242 TWh. Producţia internă de gaze naturale în anul 2023 (producţie curentă şi extrasă din depozit), care a intrat în consum, a înregistrat o creştere faţă de anul 2022 (1,45%), *16)
*16) ANRE, Raport anual 2019, 2020, 2021, 2022, 2023 https://anre.ro/despre/rapoarte/
Tabel 8. Producţia internă de gaze naturale în România

Lună	Producţia internă (MWh) (actuală)				
	2019	2020	2021	2022	2023
ianuarie	9.772.144,713	9.435.118,711	8.714.449,993	8.139.185,340	8.745.367,247
februarie	8.824.735,264	8.646.266,842	7.846.354,656	7.397.308,182	7.873.633,015
Martie	9.446.772,235	9.196.630,761	8.668.995,633	8.172.039,807	8.762.630,899
Aprilie	8.874.692,296	8.174.036,966	8.305.965,510	7.756.306,880	8.206.406,871
Mai	8.919.834,614	7.041.205,032	8.020.785,973	7.701.051,767	8.124.868,808
iunie	8.547.517,492	6.717.238,737	7.616.775,837	7.632.619,569	7.966.184,873
iulie	8.743.782,070	6.920.988,504	7.590.764,608	8.495.401,078	8.114.410,925
August	8.744.138,370	7.138.641,259	7.392.622,210	8.185.748,900	8.214.635,253
Septembrie	8.783.581,249	7.861.301,224	7.566.082,312	8.398.992,025	8.025.316,840
octombrie	8.572.943,350	8.562.136,911	7.988.125,814	8.587.528,557	8.126.791,699
noiembrie	9.024.522,907	8.529.931,366	7.861.043,826	8.556.059,500	8.386.226,294
decembrie	9.508.795,793	8.787.361,665	8.104.046,983	8.801.108,115	8.695.866,816
Total	107.763.460,353	97.010.857,978	95.676.013,355	97.823.349,719	99.242.339,540

Situaţia importului de gaze naturale în perioada 2019 - 2023 se prezintă astfel*17):
*17) ANRE, Raport anual/lunare 2019, 2020, 2021, 2022, 2023 https://anre.ro/despre/rapoarte/
Tabel 9. Import gaze naturale 2019-2023 în România

Lună	Import (MWh)				
	2019	2020	2021	2022	2023
ianuarie	4.260.647,167	3.397.402,070	2.726.940,482	4.083.720,468	746,047,483
februarie	2.960.779,941	2.937.524,894	3.090.694,953	3.021.359,985	1.185.382,313
martie	1.896.527,732	2.209.332,124	3.198.738,094	3.199.615,557	963.056,158
aprilie	1.288.419,545	1.653.139,846	2.384.806,699	1.384.734,327	2.751.039,484
mai	1.185.490,735	1.617.548,008	3.154.086,727	1.955.177,055	2.027.071,381
iunie	1.479.598,285	1.844.852,562	2.711.499,809	2.001.971,894	800.603,413
iulie	1.909.583,785	1.5 8 8.45 9,042	3.854.150,877	2.801.965,765	1.087.325,285
august	2.229.829,545	1.527.138,263	4.373.529,710	2.274.604,494	1.543.721,966
septembrie	2.236.293,937	1.056.878,945	2.355.937,440	1.845.078,550	1.266.522,622
octombrie	2.991.879,270	861.476,028	3.521.781,933	2.240.419,041	1.913.514,793
noiembrie	2.857.726,144	1.994.207,724	3.614.273,646	1.565.972,839	2.329.268,136
decembrie	3.493.356,090	2.460.768,371	4.222.443,050	2.039.119,546	1.844.921,102
Total	28.790.132,176	23.148.727,878	39.208.883,420	28.413.739,521	17.712.426,653

2.4. Rolul gazelor naturale în producţia de energie electrică*18)
*18) Transelectrica SA, plan de dezvoltare RET 2022-2031
În anul 2022, cantitatea totală de energie electrică produsă a fost de 53,54 TWh, din care 50,63 TWh au fost livrate la reţelele de transport şi distribuţie.
În 2019, producţia totală de energie electrică în România a fost de 57,02 TWh constatând o scădere faţă de 2018, care a fost de 61,97 TWh, între timp energia electrică livrată de respectivii producători în reţea a fost de aproximativ 53,63 TWh, reprezentând o scădere cu circa 8% faţă de cea livrată în anul precedent.
Tabelul 10 prezintă structura puterii instalate, pe tip de combustibil, din care se poate observa că procentul din puterea instalată a centralelor pe bază de hidrocarburi (gaze naturale şi petrol) este în scădere din 2018.*19)
*19) ANRE, Raport anual 2022, pag. 170
Tabel 10. Structura puterii instalate pe tipuri de combustibili

Tipul centralei electrice	Putere electrică instalată (MW)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nuclear	1413	1413	1413	1413	1413	1413	1413	1413
Cărbune	6360	6360	6165	6165	4787	4787	3082	3422
Hidroenergie	6678	6709	6710	6710	6704	6643	6643	6643
Hidrocarburi	5048	5117	5117	5129	3240	3206	2888	2657
Vânt	2973	3072	3073	3073	3024	3013	3015	3015
Solar	1284	1367	1373	1377	1392	1391	1393	1394
Biogaz	16	16	17	17	20	20	20	22
Biomasă	89	95	95	95	112	107	107	107
Altele (deşeuri, geotermal etc.)	4	4	4	4	5	10	10	10
Total	23865	24153	23967	23983	20697	20590	18571	18683

*Analiza nu include producătorii de energie electrică care produc exclusiv pentru consum propriu sau care, potrivit Legii nr. 123/2012, cu modificările şi completările ulterioare (Legea), nu sunt supuşi regimului de autorizare de către ANRE (producătorii care exploatează comercial capacităţi de producere a energiei electrice cu putere electrică instalată sub 1 MW, care pot desfăşura activitatea fără licenţă acordata de ANRE, în baza Legii).*20)
*20) Transelectrica SA, plan de dezvoltare RET 2022-2031, Anexe, pag. 7,8; Raport lunar, decembrie 2022, pag. 9
Tabel 11. Structura producţiei anuale de energie electrică în perioada 2017-2022

Tipul Centralei Electrice	Producţia de energie electrică[GWh]											
	2017	[%]	2018	[%]	2019	[%]	2020	[%]	2021	[%]	2022	[%]
Nuclear	11509	18,05	11377	17,67	11270	18,93	11465	20	11284	19	11247	20
Cărbune	17154	26,91	15869	24,65	13886	23,33	9613	18	10942	18	10259	18
Hidrocarburi	10803	16,95	10941	17,00	9459	15,89	10239	18	10619	18	10684	19
Hidro	14608	22,92	17783	27,62	15955	26,81	15701	28	17710	30	14775	26
Vânt	7403	11,61	6322	9,82	6773	11,38	6945	12	6576	11	7653	14
Biomasă	401	0,63	312	0,49	398	0,67	444	1	551	1	218	1
Fotovoltaic	1870	2,93	1771	2,75	1777	2,99	1733	3	1703	3	982	2
TOTAL	63748	100	64375	100	59518	100	56140	100	59385	100	55818	100

Tabelul 11. prezintă structura producţiei anuale de energie electrică pe tip de combustibil în GWh, în perioada 2017-2022, din care se poate observa că procentul de energie electrică produsă din hidrocarburi (gaze naturale şi petrol) a rămas aproximativ 17%.
Tabelul 12. prezintă producţia naţională de cogenerare de energie electrică şi termică în perioada 2014-2021.
În 2021, energia electrică totală produsă în unităţile de cogenerare a fost de 6,66 TWh. În perioada 2014-2020 procentul de energie electrică produsă în cogenerare a fost de circa 8,6% din totalul producţiei naţionale.
Tabel 12. Producţia naţională de energie electrică şi termică în cogenerare*21)
*21) ANRE, Raport anual 2023, pag. 295 https://anre.ro/wp-content/uploads/2024/11/Raport-anual-ANRE-pentru-anul- 2023.pdf

Anul	Energie electrică total produsă în unităţi de cogenerare [TWh]	Energie electrică produsă în cogenerare [TWh]	Energie electrică produsă în cogene
2014	10,7	6,1	9,4
2015	9,2	5,6	8,5
2016	8,9	5,29	8,2
2017	8,91	5,79	9,1
2018	7,91	5,39	8,4
2019	7,29	5,11	8,6
2020	6,72	4,64	8,3
2021	6,66	4,70	7,91
2022	5,85	3,93	7,05

2.5. Rolul măsurilor de eficienţă energetică şi efectul acestora asupra consumului anual de gaze naturale
Prin adoptarea în anul 2018 a Directivei (UE) 2018/2002 a Parlamentului European şi a Consiliului din 11 decembrie 2018 de modificare a Directivei (UE) privind eficienţa energetică (denumită, în continuare, Directiva (UE) 2018/2002) la nivelul Uniunii Europene a fost stabilit obiectivul privind îmbunătăţirea eficienţei energetice care vizează reducerea consumului de energie primară cu 32,5% în 2030, în vederea îndeplinirii obiectivelor prevăzute în Acordul de la Paris din 2015 privind schimbările climatice.
Pentru a se conforma obligaţiilor prevăzute la articolul 7 din Directiva 2018/2002, România a decis să elaboreze şi să implementeze măsuri şi politici alternative care să încurajeze economiile de energie. În consecinţă, pentru a garanta îndeplinirea obiectivului privind îmbunătăţirea eficienţei energetice (şi a celorlalte obiective privind energia şi clima la nivelul anului 2030, şi anume reducerea emisiilor interne de gaze cu efect de seră cu cel puţin 40% până în 2030, comparativ cu 1990 şi un consum de energie din surse regenerabile de 32% în 2030) fiecare Stat Membru a fost obligat să transmită Comisiei Europene un Planul Naţional Integrat în domeniul Energiei şi Schimbărilor Climatice (PNIESC) pentru perioada 2021-2030, prin care se stabilesc obiectivele şi contribuţiile naţionale la realizarea obiectivelor Uniunii Europene privind schimbările climatice.
Trebuie precizat că economiile noi de energie rezultate în urma aplicării măsurilor de politică de eficienţă energetică, pentru anii 2021-2030, precum şi contribuţia României la obiectivul Uniunii Europene de eficienţă energetică au fost stabilite în Planul Naţional Integrat în domeniul Energiei şi Schimbărilor Climatice, aprobat prin Hotărârea Guvernului nr. 1.076/2021.
Politicile şi măsurile pe care România îşi propune să le adopte pentru realizarea ţintelor de consum au o sferă largă de aplicare şi necesită, după caz, o perioadă mai lungă de confirmare a efectelor generate, datele disponibile în prezent nu permit nicio declaraţie fiabilă cu privire la ce măsuri de eficienţă energetică vor afecta piaţa gazelor naturale. Din acest motiv, majoritatea efectelor consistente în sensul reducerii consumului de energie, se vor resimţi începând cu anul 2025, când tendinţa reducerilor este în creştere, fiind influenţată de efectele investiţiilor realizate în perioada 2020 - 2025.
În contextul tranziţiei energetice, putem considera însă că gazele naturale reprezintă o sursă de energie care aduce deja o contribuţie rapidă şi eficientă prin, intermediul tehnologiilor disponibile şi inovatoare, la valorificarea potenţialului de eficienţă energetică. Trebuie menţionat

potențialul actual de aplicare a cogenerării de înaltă eficiență și a termoficării și răcirii centralizate eficiente. În timp ce cogenerarea contribuie semnificativ la economiile de energie primară, aceasta ar trebui să fie luată în considerare și în contextul de competitivitate industrială, securitatea aprovizionării, flexibilitatea sistemului, cuplarea sectorului și decarbonizarea, prin aplicarea ei tot mai mult la surse de energie scăzute de carbon sau decarbonizate.

3. DESCRIEREA REȚELEI REGIONALE DE GAZE NATURALE PENTRU FIECARE GRUP DE RISC LA CARE PARTICIPĂ ROMÂNIA

România face parte dintre statele membre din grupul de risc pentru furnizarea de gaze naturale din est:

- Ucraina: Bulgaria, Republica Cehă, Danemarca, Germania, Grecia, Croația, Italia, Luxemburg, Ungaria, Austria, Polonia, România, Slovenia, Slovacia, Suedia;
- Transbalcanic: Bulgaria, Grecia, Ungaria, România; respectiv sud-est:
- Coridorul sudic al gazelor naturale - Marea Caspică: Bulgaria, Grecia, Croația, Italia, Ungaria, Malta, Austria, România, Slovenia, Slovacia;

3.1. Grupul de risc Ucraina*22)

*22) Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc pentru furnizarea de gaze din est - Ucraina.

3.1.1. Descrierea funcționării rețelei de gaze în cadrul Grupului de risc Ucraina

Grupul de risc Ucraina include: Bulgaria, Republica Cehă, Danemarca, Germania, Grecia, Croația, Italia, Luxemburg, Ungaria, Austria, Polonia, România, Slovenia, Slovacia și Suedia.

Figura 4. Componența grupului de risc Ucraina

În 2021, consumul total de gaze naturale în Statele Membre care formează Grupul de risc Ucraina a fost de 257,1 mld. mc (2.750,69 TWh). Cel mai mare consum de gaze naturale în acest Grup de risc a fost înregistrat în Germania (93 mld. mc, adică 995,17 TWh), iar cel mai mic în Luxemburg (0,81 mld. mc, adică 8,71TWh).

Tabelele 13 și 14 prezintă date principale privind rețeaua de gaze naturale în cadrul Grupului de risc Ucraina, respectiv capacitatea infrastructurii punctelor de interconectare pentru fiecare Stat Membru și instalațiile de regasificare a GNL.

Tabel 13. Capacitatea fermă medie a punctelor de interconectare între Statele Membre din Grupul de risc Ucraina (GWh/zi)

Puncte de interconectare	Capacitatea fermă medie (GWh/zi)	
	2022	2022-09
VIP Mediesu Aurit / Isaccea (UA→RO)	0	0
RC Basel (CH→DE)	Nu există pe hărțile de capacitate ale ENTSOG (IP ar putea fi unidirecțional)	
Beregdaroc 1400 / Beregovo (UA→HU)	0	0
VIP Bereg (UA→HU)	459.3	517.5
Bocholtz-Vetschau (NL→DE)	0	0
Budince (UA→SK)	137	176.8
Bunde / Oude Statenzijl (H) (GTG Nord) (NL→DE)	2.5	2.5
Dornum / NETRA (NO→DE)	716.5	714.6
Drozdovichi (UA→PL)	129.3	135.3
Emden (EPT1) (NO→DE)	436.9	444.2
Eynatten 1 / Lichtenbusch / Raeren (BE^DE)	302	302
GDLux / Bras Petange (BE→LU)	48.8	48.8
Gela (LY→IT)	476.5	475.8
Greifswald (RU→DE)	1394.8	1395.1
Haanrade (L) (NL→DE)	0	0
Isaccea / Orlovka I (UA→RO)	160.6	201.9
Isaccea / Orlovka II (Trans-Balkan Pipeline) (UA→RO)	297.4	297.4
Isaccea / Orlovka III (Trans- Balkan Pipeline) (UA→RO)	293.3	293.3
Kipi (TR→EL)	48.6	48.6
Kipoi (TANAP→TAP)	372	372.9
Kireevo / Zaychar (RS^BG)	335.4	335.3
Kiskundorozsma-2 / Horgos (RS→HU)	245.7	245.8
Kondratki (BY→PL/Yamal)	1017.5	1027.1
Mazara del Vallo (TN→IT)	1138.1	1138.1
Medelsheim / Obergailbach (FR→DE)	0	0
North Sea Entry (NO→DK)	146.3	
Griespass / Passo Gries (CH→IT)	640.4	640.4
Santaka (LT→PL)	40.9	58.1
Strandzha 2 / Malkoclar (TR→BG)	572.2	572
Tegelen (L) (NL→DE)	4.7	4.7
RC Thayngen-Fallentor (CH→DE)		
Tieterowka (BY→PL)	7.3	7.3
Ungheni (MD→RO)	21.5	21.5
Uzhgorod / Velke Kapusany (UA→SK)	1913.6	1913.6

VIP Belgium - NCG (BE→DE)	523	523
VIP TTF-GASPOOL (H) (NL→DE)	192.2	165.6
VIP TTF-GASPOOL (L) (NL→DE)	168	168
VIP TTF-NCG (H) (NL→DE)	364.2	364.2
VIP TTF-NCG (L) (NL→DE)	744.3	748.8
Wallbach (CH→DE)	172.8	172.8
Wysokoje (BY→PL)	169	169
TOTAL	13692.6	13702

Tabel 14. Terminale de regasificare a GNL

Terminal	Capacitate maximă zilnică de regazificare[GWh/d]	Capacitatea de stocare [TWh]
Wilhelmshaven (DE)	359.4	1.73
Alexandroupolis (EL)	242.33	1.01
Dioriga (EL)	120.65	0
Revithoussa (EL)	224.59	1.49
Krk (HR)	83.07	0.93
OLT Toscana (IT)	166.50	0.91
Panigaglia (IT)	119.50	0.45
Porto Levante (IT)	258.64	1.65
FSRU 1 - SNAM (IT)		1.12
FSRU 2 - SNAM (IT)		1.12
Swinoujscie (PL)	220.0	2.12

! Pentru terminalele Wilhelmshaven (DE), Alexandroupolis (EL), Dioriga (EL), FSRU1 - SNAM (IT), FSRU2 - SNAM (IT), Sursa: (GLE) LNG Import Terminals Map Database April 2022.
!! Pentru terminalele Revithoussa (EL), Krk (HR), OLT Toscana (IT), Panigaglia (IT), Porto Levante (IT), Swinoujscie (PL)- Sursa: alsi.gie.eu, perioada 1.01.2022- 4.10.2022.
!!! Terminalele FSRU Alexandroupolis şi Dioriga urmează să devină operaţionale la sfârşitul anului 2023, începutul lui 2024. Capacitatea de regazificare nu poate fi determinată în această etapă.
3.1.2. Rolul instalaţiilor de stocare relevante pentru Grupul de risc Ucraina, inclusiv accesul transfrontalier
Capacitatea activă totală de stocare subterană a gazelor naturale în 2022 în Statele Membre care formează Grupul de risc Ucraina a fost de 72.98 mld. Mc (766.24 TWh). Cea mai mare capacitate de stocare a gazelor naturale s-a înregistrat în Germania, aproximativ 23.14 mld. Mc (242.93 TWh), cu menţiunea că Grecia, Luxemburg şi Slovenia nu au infrastructură pentru înmagazinarea gazelor naturale.
În Tabelele 15 şi 16 se prezintă date privind instalaţiile de stocare relevante pentru Grupul de risc Ucraina, după cum urmează:- capacitatea totală de stocare şi capacitatea totală de stocare în comparaţie cu cererea în sezonul de încălzire (%), acces transfrontalier;- capacitatea de extracţie ca procent din volumul maxim util de gaze [%] pentru diferite niveluri de umplere.
Tabel 15. Capacitatea totală de stocare (TWh) şi capacitatea totală de stocare în comparaţie cu cererea în sezonul de încălzire

Capacitatea totală de stocare (TWh) şi capacitatea totală de stocare în comparaţie cu cererea în sezonul de încălzire (%)	Acces transfrontalier	Capa
		2021
Austria	da	95.5
Bulgaria	da	5.94
Cehia		35.9
Germania		241.
Danemarca		9.74
Grecia	-	0.00
Croaţia	da	5.22
Ungaria		68.9
Italia	da	197.
Luxemburg		0.00
Polonia		35.7
România	da	32.9
Suedia		0.10
Slovenia	-	0.00
Slovacia	da	41.5

Sursa datelor: AGSIGIE

Tabel 16. Capacitatea de extracţie ca procent din volumul maxim util de gaze [%] pentru diferite niveluri de umplere (GWh/zi)

[GWh/d]	100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%
Austria	1064.31	1046.86	1038.75	1027.29	1019.02	1004.84	930.73	848.20
Bulgaria	40.33	40.33	40.33	40.33	40.33	40.33	38.32	34.28
Cehia	705.07	705.07	705.07	705.07	705.07	683.92	564.06	493.55
Germania	6811.36	6811.36	6811.36	6743.24	6743.24	6743.24	5857.77	5040.40
Danemarca	180.90	180.90	180.90	180.90	180.90	180.90	180.90	180.90
Grecia	-	-	-	-	-	-	-	-
Croaţia	53.13	53.13	53.13	53.13	53.13	51.00	42.50	34.53
Ungaria	839.71	839.71	839.71	839.71	839.71	814.52	797.72	705.36
Italia	2909.68	2909.68	2880.58	2851.48	2851.48	2851.48	2444.13	2036.77
Luxemburg	-	-	-	-	-	-	-	-
Polonia	595.86	595.86	589.90	583.94	577.98	536.27	500.52	429.02
România	322.53	322.53	319.30	316.08	316.08	316.08	270.92	225.77
Suedia	8.19	8.19	8.11	8.02	8.02	8.02	6.88	5.73
Slovenia	-	-	-	-	-	-	-	-
Slovacia	491.55	486.63	476.80	471.89	457.14	432.56	403.07	363.75

3.1.3. Rolul producţiei interne de gaze naturale a Statelor Membre din Grupul de risc Ucraina

Producţia totală de gaze naturale în Grupul de risc Ucraina în 2021 a fost de 25,34 mld. Mc (266.12 TWh), ceea ce reprezintă aproximativ 9,67% din consumul total de gaze naturale din acest grup. Cea mai mare producţie a fost înregistrată în România (8,91 mld. mc, adică 93.52 TWh), iar cea mai mică a fost înregistrată în Grecia şi Slovenia (4,76 mil. mc sau 50 GWh, respectiv 5,71 mil. mc sau 60 GWh).

În Tabelul 17. se prezintă producţia naţională a Statelor Membre din Grupul de risc Ucraina pentru anul 2021.

Tabel 17. Producţia internă de gaze naturale a Statelor Membre din Grupul de risc Ucraina

Producţia, [MSmc/zi]	2021
Austria	1.95
Bulgaria	0.09
Cehia	0.56
Germania	12.26
Danemarca	3.57
Grecia	0.01
Croaţia	2.07
Ungaria	3.87
Italia	8.64
Luxemburg	0.00
Polonia	11.07
România	23.99
Suedia	0.00
Slovenia	0.01
Slovacia	0.16
TOTAL	68.27

3.1.4. Rolul gazelor naturale în producţia de energie electrică în cadrul Grupului de risc Ucraina

Producţia totală de energie electrică în 2021 în cadrul Grupului de risc Ucraina (fără Croaţia - nu a raportat) a fost de 158,01 mld. mc (1659.1 TWh). O sinteză privind rolul gazelor naturale în producţia de energie electrică a statelor membre din Grupul de risc Ucraina se prezintă în Tabelul 18.

Tabel 18. Rolul gazelor naturale în producţia de energie electrică a Statelor Membre din Grupul de risc Ucraina

Producţie energie electrică		2020	2021	2022
Austria	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	4466	4609	4609
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]	17.1%	17.0%	
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	4199	4128	4128
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	16.0%	15.3%	
	Total producţie energie electrică [GWh]	72414	70292	45664
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	13.8%	15.3%	
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	27.9%	28.0%	

Bulgaria	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	1232	1266	1266
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]	9.6%	9.7%	9.6%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	1291		
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	10.1%		
	Total producţie energie electrică [GWh]	40767	47551	
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	5.6%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	26.9%		
Grecia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	4902	4902	5213
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]	27.8%	27.4%	27.7%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	434		
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	2.5%		
	Total producţie energie electrică [GWh]	48252	53268	
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	39.8%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	64.8%		
Cehia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	1226	1226	1240
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]	6.0%	6.1%	6.3%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	8272		
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	40.2%		
	Total producţie energie electrică [GWh]	81517	85082	
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	8.4%	8.6%	
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	17.6%	18.1%	
Germania	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	31712	31942	30553
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]	14.2%	13.9%	13.7%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	53448		
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	24.0%		
	Total producţie energie electrică [GWh]	572666	596195	
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	16.7%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	23.5%		
Danemarca	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	1739	1654	1621
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]	10.9%	10.4%	9.7%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	4959		
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	31.2%		
	Total producţie energie electrică [GWh]	28734	33043	
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	4.1%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	10.7%		
Grecia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	5447.50	5449.50	5330.65
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]	29.4%	30.7%	24.3%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	569	571	452
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	3.1%	3.2%	2.1%
	Total producţie energie electrică [GWh]	41243	48728	33425
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	45.9%	43.3%	39.6%
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	65.0%	68.7%	72.9%
Croaţia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	743	743	750
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]	14.50%	17.50%	17.00%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	871	15271	
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	17.10%	359.40%	

	Total producţie energie electrică [GWh]	13385		
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	25.70%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	28.60%		
Ungaria	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	4030	4011	3979
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]	42.1%	40.4%	38.3%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	1606		
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	16.8%		
	Total producţie energie electrică [GWh]	34930	36130	
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	26.1%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	19.4%		
Italia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	42523	41925	41961
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]	44.9%	44.9%	45.0%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]			
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]			
	Total producţie energie electrică [GWh]	280531	286905	
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	47.7%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	41.0%		
Luxemburg	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	81	96	96
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]	15.9%	15.9%	15.4%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	138		
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	27.1%		
	Total producţie energie electrică [GWh]	2234	2305	
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	8.2%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	9.1%		
Polonia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	2540	2555	3705
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]	5.8%	5.7%	7.5%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]			
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]			
	Total producţie energie electrică [GWh]	158043	179418	
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	10.9%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	17.1%		
România	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	2666	2184	2218
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]	14.4%	12.6%	13.4%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	1448	1081.3	
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	7.8%	3.7%	
	Total producţie energie electrică [GWh]	55935	59267	
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	16.9%	12.9%	
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	24.3%	17.89%	
Suedia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]			
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]			
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	2902		
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	6.8%		
	Total producţie energie electrică [GWh]	163833	168600	
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	0.1%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	2.5%		
Slovenia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	546	548	626

	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]	14.0%	14.2%	15.8%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	346		
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	8.9%		
	Total producţie energie electrică [GWh]	17191	15884	
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	3.4%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	15.9%		
Slovacia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]			
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]			
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	1610		
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]			
	Total producţie energie electrică [GWh]	28838	29709	
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	12.4%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	18.8%		

3.2. Grupul de risc pentru furnizarea de gaze din est - Transbalcanic*23)
*23) Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc Transbalcanic.
3.2.1. Descrierea funcţionării reţelei de gaze în cadrul Grupului de risc Transbalcanic

Grupul de risc Transbalcanic include: Bulgaria, România, Grecia şi Ungaria.

Figura 5. Componenţa grupului de risc Transbalcanic

România, Bulgaria şi Grecia sunt considerate ca o "singură zonă". Esenţiale pentru acest grup de risc sunt cele 5 puncte de intrare care conectează regiunea cu ţări din afara regiunii:

- În nord punctul transfrontalier dintre Ucraina şi România este Medieşu Aurit (EP1), la graniţa dintre România şi Ucraina punctul transfrontalier este Isaccea (EP2) şi la graniţa dintre România şi Ungaria punctul transfrontalier este Csanadpalota (EP3);
- În sud: punctul de intrare (EP4) este la Kipi, care conectează Turcia şi Grecia şi terminalul GNL la Revithoussa;
- În estul şi vestul Bulgariei, există, de asemenea, două puncte de ieşire din regiunea Transbalcanică, EXP1 către Turcia la Strandzha/Malkoclar şi EXP2 către Macedonia de Nord la Kyustendil/ Zhidilovo.

Figura 6. Harta punctelor transfrontaliere din Grupul de risc Transbalcanic

Tabelul 19. prezintă date principale privind reţeaua de gaze naturale în cadrul Grupului de risc Transbalcanic, respectiv capacitatea fermă şi întreruptibilă a punctelor transfrontalieră pentru fiecare Stat Membru.*24)
*24) Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc Transbalcanic.
Tabel 19. Capacitatea fermă şi întreruptibilă în punctele transfrontaliere din Grupul de risc

Punct de interconectare Bulgaria	Capacitate (Smc/d) - 15°C/15°C			
	Intrare		Ieşire	
	Fermă	Întreruptibilă	Fermă	Întreruptibilă
Negru Voda 1(RO)/Kardam (BG)	20,3		14,8	Determinată în dinamică
Kulata (BG)/Sidirokastron (GR)	6,1	Determinată în dinamică	11,1	-
Ruse (BG)/ Giurgiu (RO)	4,1	0	2,5	
Kyustendil (BG)/ Zidilovo (NMK)		0	2,6	
Strandzha (BG) / Malkoclar (TR)	32	0	47,1	
Kireevo (BG)/ Zaycar (RS)	32		38	
Strandzha 2 (BG)/ Malkoclar (TR)	54,6			

Punct de interconectare Grecia	Capacitate (mNm3/zi)			
	Intrare		Ieşire	
	Fermă	Întreruptibilă	Fermă	Întreruptibilă
Kulata(BG)/Sidirokastron (GR)	10,3	-	5,7	4,96
Kipi (TR)/(GR)	4,3	1,16 0 - (din 04.01.2022)	-	-
Nea Mesimvria (TAP)	4,8	4,22	-	3,06
Agia Triada (GNL)	17,1 19,15 - (din 01.06.2022)	-	-	-

Punct de interconectare Ungaria	Capacitate (mSmc/d)			
	Intrare		Ieşire	
	Fermă	Întreruptibilă	Fermă	Întreruptibilă
Beregdaroc (UK)/(HU)	48	23,3	-	19,2
Mosonmagyarovar (AT)/(HU)	14,4	-	-	-
Csanadpalota (HU)/(RO)	4,8	-	7,2	-
Drovaszerdahely (HU)/(HR)	4,8	14,4	7,2	12

Balassagyarmat (HU)/(SK)	12	-	4,8	-
Kiskundorozsma (HU)/(RS)	-	-	13,2	-

Punct de Interconectare România	Capacitate (Sm3/d) - 15°C/15°C			
	Intarare		Ieşire	
	Fermă	Întreruptibilă	Fermă	Întreruptibilă
Csanapadlota	7.200.000,00 (din 01.10.2020)	0	4.800.000 (din 01.12.2020) 6.720.000 (din 01.10.2022)	0
Mediesul Aurit - Isaccea	0	0	-	-
Isaccea I	18.759.814,00 (din 12.02.2020)	0		11.300.000,00 (din 01.
Isaccea II	27.366.015,00 (24.12.2020)	0	-	-
Isaccea III	27.652.174,00 (24.12.2020)	0	-	-
Ruse-Giurgiu	2.520.000,00 (Apr 2019)	0	2.055.000,00 (01.11.2019 - 31.08.2020) 4.110.000,00 (01.09.2020 - 31.12.2021)	0
Negru Voda I	15.724.778,00 (01.01.2020 - 31.01.2021) 14.436.471,00 (01.02.2021 - 30.09.2021) 14.5450.420,00 (Apr 01.10.2021)		17.437.700,00 (tehnic) 6.300.000,00 (din Iulie 2022)	0
Negru Voda II	-		26.926.027,00 (01.10-2018 - 30.09.2020) 27.366.015,00 (01.10.2020 - 31.12.2021)	0
Negru Voda III	-		23.425.644,00 (01.10.2018 - 23.12.2020) 27.652.174,00 (24.12.2020 - 31.12.2021)	0
Ungheni	200.000,00 (16.07.2020 - 30.09.2021) 2.010.000,00 (01.10.2021 - 31.12.2021)		120.000,00 (01.10.2018 - 31.07.2020) 1.500.000,000 (01.08.2020 - 30.09.2021) 5.160.000,00 (01.10.2021 - 31.12.2021)	0

Valorile privind consumul de gaze naturale şi producţia naţională de gaze naturale a Statelor Membre incluse în Grupul de risc Transbalcanic sunt integrate în descrierea Grupului de risc Ucraina.
Tabelul 20. prezintă date principale privind reţeaua de gaze naturale în cadrul Grupului de risc Transbalcanic, respectiv capacitatea fermă şi întreruptibilă a punctelor trannsfrontalieră pentru fiecare Stat Membru.
Tabel 20. Capacitatea tehnică (fermă) a punctelor de intrare şi de ieşire din regiune începând cu anul 2022 în GWh/zi

Romania		Bulgaria		Grecia		Ungaria	
Isaccea (Ucraina)	201.9	Strandzha 2-Malkoclar (Turcia)	572	Kipoi (Turcia)	48.6	Bereg (Ucraina)	517.5
Ungheni (Moldova)	21.5	ICGB Komotini (TAP)	96.66	Nea Mesimvria (TAP)	53.37	Balassagyarmat (Slovacia)	129
Mediesu-Aurit (Ucraina)	0 (inactive)					Mosonmagyarovar (Austria)	153.1
		Kireevo (Serbia Ieşire)	401.16*			Dravaszerdahely (Croaţia)	51.7
		Zidilovo (Macedonia de Nord Ieşire)	27.16*			Kiskundorozsma (Serbia)	245.8
1662.8 1 (total)							

3.3. Grupul de risc Coridorul sudic al gazelor - Marea Caspică*25)
*25) Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc Caspic.
3.3.1. Descrierea funcţionării reţelei de gaze în cadrul Grupului de risc Caspic

Grupul de risc Caspic include: Austria, Bulgaria, Grecia, Croaţia, Italia, Ungaria, Malta, România, Slovenia, Slovacia.
Figura 7. Componenţa grupului de risc Caspic
Tabel 21. Capacitatea fermă medie a punctelor de interconectare între Statele Membre din Grupul de risc Caspic (GWh/zi)

Puncte de interconectare	Capacitatea fermă medie (GWh/zi)				
	2019	2020	2021	2022	2022-09
Beregdaroc 1400 / Beregovo (UA→HU)	516,6	170,7	0	0	0
Beregdaroc 800 / Beregovo (HU→UA)	0	0	0	0	0
Bizzarone (IT→CH)	12,9	12,9	13	13	13
Budince (SK→UA)	280,8	280,8	280,8	404,9	312
Budince (UA→SK)	176,8	176,8	176,8	137	176,8
Gela (LY→IT)	506,4	446,1	436,6	476,5	475,8
Griespass / Passo Gries (CH→IT)	695,7	654,4	640,5	640,4	640,4

Griespass / Passo Gries (IT→CH)	431,8	429,2	431,4	431,4	431,4
Isaccea / Orlovka I (RO→UA)		157	122,2	122,2	122,2
Isaccea / Orlovka I (UA→RO)	198,3	180,4	201,6	160,6	201,9
Isaccea / Orlovka II (Trans-Balkan Pipeline) (RO→UA)	Nu există pe hărțile de capacitate ale ENTSOG				
Isaccea / Orlovka II (Trans-Balkan Pipeline) (UA→RO)	289,7	289,7	297,4	297,4	297,4
Isaccea / Orlovka III (Trans-Balkan Pipeline) (RO→UA)	Nu există pe hărțile de capacitate ale ENTSOG				
Isaccea / Orlovka III (Trans-Balkan Pipeline) (UA→RO)	251,4	251,4	293,3	293,3	293,3
Kiefersfelden (DE→AT)	0	0	0	0	0
Kipi (EL→TR)	Nu există pe hărțile de capacitate ale ENTSOG (IP ar putea fi unidirecțional)				
Kipi (TR→EL)	48	47,8	47,4	48,6	48,6
Kipoi (TANAP^TAP)		349,9	355,6	372	372,9
Kipoi (TAP→TANAP)	Nu există pe hărțile de capacitate ale ENTSOG (IP ar putea fi unidirecțional)				
Kireevo / Zaychar (BG→RS)		0	255	398,2	398,1
Kireevo / Zaychar (RS→BG)		0	100,3	335,4	335,3
Kiskundorozsma (HU→RS)	142	142	142	142	142
Kiskundorozsma-2 / Horgos (HU→RS)	Infrastructură nouă, care nu apare încă pe hărți				
Kiskundorozsma-2 / Horgos (RS→HU)			245,9	245,7	245,8
Kyustendil / Zidilovo (BG→MK)	27,2	27,4	27,4	27,4	27,4
Lanzhot (CZ→SK)	687	1246,4	1246,4	1246,4	1246,4
Lanzhot (SK→CZ)	400,4	457,6	457,6	448,3	447,2
Mazara del Vallo (TN→IT)	1183,6	1157,4	1138,3	1138,1	1138,1
Oberkappel (AT→DE)	158,4	158,6	152,8	154,9	159,9
Oberkappel (DE→AT)	195,9	198,6	189,6	199,1	196,7
RC Lindau (AT→DE)	Nu există pe hărțile de capacitate ale ENTSOG (IP ar putea fi unidirecțional)				
RC Lindau (DE→AT)	25,4	26,9	27,8	28,4	30,1
Strandzha / Malkoclar (BG→TR)	482,1	498,1	497	166,9	0
Strandzha 2 / Malkoclar (TR→BG)		576,8	575	572,2	572
Ungheni (MD→RO)		2,2	7	21,5	21,5
Ungheni (RO→MD)	1,3	7,4	26	55,4	55,4
Velke Kapusany-Uzhgorod (SK→UA)	Nu există pe hărțile de capacitate ale ENTSOG (IP ar putea fi unidirecțional)				
Velke Kapusany-Uzhgorod (UA→SK)	2028	2059,2	2028	1913,6	1913,6
VIP Bereg (HU→UA)		0	0	84,7	84,8
VIP Bereg		515,7	515,5	459,3	517,5

(UA→HU)					
VIP Kiefersfelden- Pfronten (DE→AT)	23,2	23,9	26,1	26,1	26,1
VIP Mediesu Aurit / Isaccea (RO→UA)	Nu există pe hărțile de capacitate ale ENTSOG				
VIP Mediesu Aurit / Isaccea (UA→RO)	374,5	21,4	0	0	0
Uberackern ABG/Uberackern (AT→DE)	170,2	153,7	166	167	173,4
Uberackern ABG /Uberackern (DE→AT)	113,8	108,8	110,6	109,5	114
Uberackern SUDAL / Uberackern 2 (AT→DE)	170,2	153,7	165,6	161,3	173,4
Uberackern SUDAL / Uberackern 2 (DE→AT)	113,8	108,8	110,6	109,5	114

Tabel 22. Terminale de regasificare a GNL

Terminal	Capacitate maximă zilnică de regazificare [GWh/d]	Capacitatea de stocare [TWh]
Alexandroupolis (EL)	242.33	1.01
Dioriga (EL)	120.65	
Revithoussa (EL)	269.90	1.49
Krk (HR)	83.07	0.93
OLT Toscana (IT)	166.50	0.91
Panigaglia (IT)	119.50	0.45
Porto Levante (IT)	258.64	1.65
FSRU 1 - SNAM (IT)		1.12
FSRU 2 - SNAM (IT)		1.12

3.3.2. Rolul instalațiilor de stocare relevante pentru Grupul de risc Caspic, inclusiv accesul transfrontalier

Capacitatea activă totală de stocare subterană a gazelor naturale în 2022 în Statele Membre care formează Grupul de risc Caspic a fost de 44,92 mld. mc (438,85 TWh). Cea mai mare capacitate de stocare a gazelor naturale s-a înregistrat în Italia, aproximativ 19.99 mld. mc (195,29 TWh), cu mențiunea că Grecia, Malta și Slovenia nu au infrastructură pentru înmagazinarea gazelor naturale. În Tabelele 23. și 24. se prezintă date privind instalațiile de stocare relevante pentru Grupul de risc Caspic, după cum urmează:- capacitatea totală de stocare și capacitatea totală de stocare în comparație cu cererea în sezonul de încălzire (%), acces transfrontalier;- capacitatea de extracție ca procent din volumul maxim util de gaze [%] pentru diferite niveluri de umplere.

Tabel 23. Capacitatea totală de stocare (TWh) și capacitatea totală de stocare în comparație cu cererea în sezonul de încălzire (%)

	Acces transfrontalier	Capacitatea totală de stocare (TWh)		Capacitatea totală de stocare în comparație cu cererea în sezonul de încălzire (%)	
		2021	2022	2021	2022
Austria	da	95.49	95.40	146.20%	141.21%
Bulgaria	da	5.94	5.81	27.46%	26.63%
Grecia	-	0.00	0.00	0.00%	0.00%
Croația	da	5.22	4.92	24.97%	22.93%
Italia	da	197.52	195.26	39.79%	37.90%
Ungaria		68.90	67.70	87.96%	83.07%
Malta	da	0.00	0.00	0.00%	0.00%
România	da	32.97	32.86	36.13%	33.77%
Slovenia	-	0.00	0.00	0.00%	0.00%
Slovacia	da	41.53	36.90	114.07%	100.38%

Tabel 24. Capacitatea de extracție ca procent din volumul maxim util de gaze [%] pentru diferite niveluri de umplere (GWh/ zi)

[GWh/d]	100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%
Austria	1058.71	1048.12	1037.54	1026.95	1016.36	1005.78	931.67	846.97
Bulgaria	40.33	40.33	40.33	40.33	40.33	40.33	38.32	34.28
Grecia	-	-	-	-	-	-	-	-
Croația	53.13	53.13	53.13	53.13	53.13	51.00	42.50	34.53
Ungaria	839.71	839.71	839.71	839.71	839.71	814.52	797.72	705.36
Italia	2909.68	2909.68	2880.58	2851.48	2851.48	2851.48	2444.13	2036.77

Malta	-	-	-	-	-	-	-	-
România	322.53	322.53	319.30	316.08	316.08	316.08	270.92	225.77
Slovenia	-	-	-	-	-	-	-	-
Slovacia	491.55	486.63	476.80	471.89	457.14	432.56	403.07	363.75

3.3.3. Rolul producţiei interne de gaze naturale a Statelor Membre din Grupul de risc Caspic

Producţia totală de gaze naturale în Grupul de risc Caspic în 2021 a fost de 16,26 mld. mc (158,81 TWh), ceea ce reprezintă aproximativ 11,6% din consumul total de gaze naturale din acest grup. Cea mai mare producţie a fost înregistrată în România (9,57 mld. mc, adică 93,52 TWh), iar cea mai mică a fost înregistrată în Grecia şi Slovenia (5,1 mil. Mc sau 50 GWh, respectiv 6,1 mil. mc sau 60 GWh).

În Tabelul 25. se prezintă producţia naţională a Statelor Membre din Grupul de risc Caspic pentru anul 2021.

Tabel 25. Producţia internă de gaze naturale a Statelor Membre din Grupul de risc Caspic

Producţia, [MSmc/zi]	2021
Austria	1.88
Bulgaria	0.09
Grecia	0.01
Croaţia	2.07
Ungaria	3.87
Italia	8.64
Malta	0.00
România	23.99
Slovenia	0.01
Slovacia	0.16
TOTAL	40.74

3.3.4. Rolul gazelor naturale în producţia de energie electrică în cadrul Grupului de risc Caspic

Producţia totală de energie electrică în 2021 în cadrul Grupului de risc Caspic a fost de 61,59 mld. mc (601,7 TWh).

O sinteză privind rolul gazelor naturale în producţia de energie electrică a statelor membre din Grupul de risc Caspic se prezintă în Tabelul 26.

Tabel 26. Rolul gazelor naturale în producţia de energie electrică a Statelor Membre din Grupul de risc Caspic

Producţie energie electrică		2020	2021	2022
Austria	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	4015	4449	4350
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]	19.2%	19.3%	18.2%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	2882		
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	13.8%		
	Total producţie energie electrică [GWh]	72566	70779	
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	13.7%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	26.3%		
Bulgaria	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	1232	1266	1266
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]	9.6%	9.7%	9.6%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	1291		
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	10.1%		
	Total producţie energie electrică [GWh]	40767	47551	
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	5.6%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	26.9%		
Grecia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	4902	4902	5213
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]	27.8%	27.4%	27.7%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	434		
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	2.5%		
	Total producţie energie electrică [GWh]	48252	53268	
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	39.8%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	64.8%		
Croaţia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	743	743	750
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]	14.50%	17.50%	17.00%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	871	15271	

	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	17.10%	359.40%	
	Total producţie energie electrică [GWh]	13385		
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	25.70%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	28.60%		
Ungaria	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	4030	4011	3979
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]	42.1%	40.4%	38.3%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	1606		
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	16.8%		
	Total producţie energie electrică [GWh]	34930	36130	
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	26.1%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	19.4%		
Italia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	42523	41925	41961
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]	44.9%	44.9%	45.0%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]			
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]			
	Total producţie energie electrică [GWh]	280531	286904.5	
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	47.7%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	41.0%		
Malta	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]			
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]			
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	139		
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]			
	Total producţie energie electrică [GWh]	2143	2215	
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	85.9%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	100.0%		
România	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	2666	2184	2218
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]	14.4%	12.6%	13.4%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	1448		
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	7.8%		
	Total producţie energie electrică [GWh]	55935	59267	
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	16.9%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	24.3%		
Slovenia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	546	548	626
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]	14.0%	14.2%	15.8%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	346		
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	8.9%		
	Total producţie energie electrică [GWh]	17191	15884	
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	3.4%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	15.9%		
Slovacia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]			
	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Procent din capacitatea totală de generare [%]			
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	1610		
	Capacitatea de cogenerare - Procentaj din capacitatea totală de generare [%]			
	Total producţie energie electrică [GWh]	28838	29709	
	Procent din producţia de energie electrică bazată pe gaz [%]	12.4%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	18.8%		

3.4. Calcularea formulei N-1 la nivelul Grupurilor de risc
3.4.1. Calcularea formulei N-1 la nivelul Grupului de risc Ucraina
Formula utilizată pentru calcularea formulei N-1 la nivelul Grupului de risc este cea prevăzută la punctul 4, din Anexa II la Regulament, respectiv formula N-1 prin luarea în considerare a măsurilor axate pe cerere:
N-1 [%] = [(EP_m + P_m + S_m + GNL_m - I_m) / D_max - D_eff] x 100, N-1 ≥ 100%
Definiţii ale parametrilor utilizaţi pentru calcularea formulei N-1:

EP_m	Capacitatea tehnică a punctelor de intrare (în milioane de mc pe zi), altele decât cele aferente instalaţiilor de producţie, instalaţiilor GNL
P_m	Capacitatea tehnică maximă de producţie (în milioane de mc pe zi) înseamnă suma capacităţilor tehnice zilnice maxime de producţie ale tuturor
S_m	Capacitatea tehnică maximă de stocare (în milioane de mc pe zi) înseamnă suma capacităţilor tehnice zilnice maxime de extracţie din toate inst
GNL_m	Capacitatea tehnică maximă a instalaţiilor GNL (în milioane de mc pe zi) înseamnă suma capacităţilor tehnice zilnice maxime de extracţie din t
I_m	Capacitatea tehnică maximă a infrastructurii unice principale de gaze de interes comun (în milioane de mc pe zi).
D_max	Cererea zilnică totală de gaze pentru întregul grup (în milioane de mc pe zi) pe parcursul unei zile cu cerere de gaze excepţional de mare, co
D_eff	Partea (în milioane de mc pe zi) din D_max care, în cazul unei întreruperi a furnizării de gaze, poate fi acoperită într-o măsură suficientă ş

Pentru a analiza riscul asociat cu întreruperile aprovizionării cu gaze naturale a a rutei ucrainiene, în formula N-1, a fost adoptată ca infrastructură unică principală de gaze: Uzhgorod-Velke Kapusany, punctul de intrare situat la graniţa dintre Slovacia şi Ucraina.
Datele de mai jos sunt calculate luând în considerare următoarele ipoteze:
1. Întreruperea aprovizionării prin punctul de intrare Velke Kapusany-Uzhgorod ca infrastructură unică principală de gaze (Im);
2. Întreruperea completă a importurilor de gaze ruseşti;
3. Sensibilitatea viitoarelor instalaţii de regazeificare a GNL

Conform prevederilor Regulamentului, formula N-1 a fost calculată ţinând cont de nivelul de umplere UGS 100%.
Chiar dacă în fiecare caz valorile rezultate sunt peste 100%, având în vedere redirecţionarea efectivă a principalelor fluxuri de aprovizionare cu gaze ca urmare a invaziei Ucrainei de către Rusia din februarie 2022, rezultatul nu înseamnă că infrastructurile regionale de gaze sunt dimensionate corespunzător pentru a acoperi nivelul cererii maxime a statelor membre implicate. Indicele N-1 nu ia în considerare posibila existenţă a blocajelor interne sau a problemelor induse de funcţionarea defectuoasă a punctelor de interconectare interne sau din cauza lipsei capacităţii disponibile.
Tabel 27. Calcularea formulei N-1 şi rezultatele

					+ viitoare terminale GNL			
	2022	2022-09	No RU* 2022	No RU* 2022-09	2022	2022-09	No RU* 2022	No RU* 2022-09
N-1	189,7%	189,7%	166,7%	166,4%	194,6%	194,7%	171,7%	171,4%
D_max	14554,31	14554,31	14554,31	14554,31	14554,31	14554,31	14554,31	14554,31
EP_m	13692,60	13702,00	10352,70	10310,90	13692,60	13702,00	10352,70	10310,90
P_m	729,09	729,09	729,09	729,09	729,09	729,09	729,09	729,09
S_m	14022,61	14022,61	14022,61	14022,61	14022,61	14022,61	14022,61	14022,61
LNG_m	1072,29	1072,29	1072,29	1072,29	1794,66	1794,66	1794,66	1794,66
I_m	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60
D_eff	0	0	0	0	0	0	0	0

* În acest caz particular, capacităţile IP-urilor care transportau în mare parte gaz rusesc şi nu mai au flux fizic (Greifswald, Kondratki, Tieterowka, Wysokoje, Orlovka) au fost eliminate şi nu au fost considerate drept principala infrastructură regională. Trebuie remarcat faptul că punctele Drozdovichi (UA-PL) şi Uzgorod-Velke Kapusany (UA-SK) prezintă încă fluxuri. Velke Kapusany rămâne principala infrastructură de capacitate.
3.4.2. Calcularea formulei N-1 la nivelul Grupului de risc Transbalcanic
Conform punctului 5 din Anexa II la Regulament, pentru calcularea formulei N-1 la nivel regional, se foloseşte infrastructura unică principală de gaze de interes comun din regiune care contribuie direct sau indirect la alimentarea cu gaze a grupului de risc în cauză. Pentru a analiza riscul asociat cu întreruperile aprovizionării cu gaze naturale în cadrul Grupului de risc Transbalcanic a fost adoptat ca infrastructură unică principală de gaze de interes comun punctul de interconectare Strandzha 2 - Malkoclar.
Tabel 28. Cererea maximă istorică (Dmax)

SM	GWh/d
Bulgaria	177.13
Grecia	311.65
România	770.40
Ungaria	748.14
Grup de risc	1903.06

Prezentarea valorilor estimate în formula N-1 se realizează pentru următoarele două situaţii, în funcţie de capacitatea de stocare subterană:- 100% din volumul de lucru de gaz stocat în zonă;- 30% din volumul de lucru de gaz stocat în zonă.
Pentru calculul formulei N-1, întreaga regiune care cuprinde cele patru State Membre este considerată o singură "zonă calculată" şi sunt luate în considerare doar punctele de intrare care leagă regiunea de ţările din afara regiunii. Punctele transfrontaliere din interiorul regiunii nu sunt incluse. Medieşu (EP1), Ungheni (IP1) Isaccea (EP2) sunt puncte de intrare în România. În Bulgaria gazul intră la Strandzha 2- Malkoclar şi curge spre Grecia, la Sidirokastron, Macedonia de Nord şi Serbia, la Zidilovo (EXP1) şi Kireevo (EXP2). Cantităţi suplimentare intră în Bulgaria din noua conductă ICGB (EP10). Kipoi (EP8), Nea Mesimvria (EP9) sunt punctele de intrare în Grecia. Pentru Ungaria, gazele intră în regiune în Bereg (EP3) din Ucraina, Balassagyarmat (EP5) din Slovacia, Mosonmagyarovar (EP4) din Austria, Dravaszerdahely (EP6) din Croaţia şi Kiskundorozsma (EP7) din Serbia.
Tabel 29. Capacitatea tehnică (fermă) a punctelor de intrare şi ieşire din regiune în GWh/zi (2022)

România		Bulgaria		Grecia		Ungaria	
Isaccea (Ucraina)	201.9	Strandzha 2- Malkoclar (Turcia)	572	Kipoi (Turcia)	48.6	Bereg (Ucraina)	517.5
Ungheni (Moldova)	21.5	ICGB - Komotini (TAP)	96.66	Nea Mesimvria (TAP)	53.37	Balassagyarmat (Slovacia)	129
Mediesu-Aurit (Ucraina)	0 (inactive)					Mosonmagyarovar (Austria)	153.1

		Kireevo (Serbia Ieşire)	401.16*			Dravaszerdahely (Croaţia)	51.7
		Zidilovo (Macedonia de Nord Ieşire)	27.16*			Kiskundorozsma (Serbia)	245.8
1662.81 (total)							

* Operaţionalizarea ICGB din Octombrie 2022.
** capacitatea fermă a punctelor de ieşire este scăzută din capacitatea totală a punctelor de intrare. Aceste puncte sunt utilizate în principal ca puncte de ieşire.
N-1 este estimat pentru perioada 2022, luând în considerare funcţionarea infrastructurii finalizate în regiune (exemplu, conducta ICGB). La conversia de la GWh/zi la M(S)mc/zi s-a aplicat un factor de conversie de 10,7 KWh/mc.
Tabel 30. Parametrii utilizaţi pentru calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc Transbalcanic, fără Deff

	2022	
	M(S)mc/zi	GWh/zi
EPm (total)	155.40	1662.81
Bulgaria	22.46	240.34
Greece	9.53	101.97
Ungaria	102.53	1097.10
România	20.88	223.40
Pm (total)	31.16	333.39
Bulgaria	0.60	6.42
Grecia	0.00	0.00
Ungaria	6.47	69.23
România	24.09	257.74
Sm (total) (100% umplere)	112.39	1202.54
Bulgaria	3.77	40.30
Grecia	0.00	0.00
Ungaria	78.48	839.71
România	30.14	322.53
Sm (total) (30% umplere)	90.23	965.41
Bulgaria	3.20	34.28
Grecia	0.00	0.00
Ungaria	65.92	705.36
România	21.10	225.77
LNGm (total)	20.99	224.59
Bulgaria	0.00	0.00
Grecia	20.99	224.59
Ungaria	0.00	0.00
România	0.00	0.00
Im	53.46	572.00
Dmax (total)	177.86	1903.06
Deff	0.00	0.00
N-1 (%) (100% umplere)	149.83%	
N-1 (%) (30% umplere)	137.37%	

Tabel 31. Parametrii utilizaţi pentru calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc Transbalcanic, cu Deff

	2022	
	M(S)mc/zi	GWh/zi
EPm (total)	155.40	1662.81
Bulgaria	22.46	240.34
Grecia	9.53	101.97
Ungaria	102.53	1097.10

România	20.88	223.40
Pm (total)	31.16	333.39
Bulgaria	0.60	6.42
Grecia	0.00	0.00
Ungaria	6.47	69.23
România	24.09	257.74
Sm (total) (100% umplere)	112.39	1202.54
Bulgaria	3.77	40.30
Grecia	0.00	0.00
Ungaria	78.48	839.71
România	30.14	322.53
Sm (total) (30% umplere)	90.23	965.41
Bulgaria	3.20	34.28
Grecia	0.00	0.00
Ungaria	65.92	705.36
România	21.10	225.77
LNGm (total)	20.99	224.59
Bulgaria	0.00	0.00
Grecia	20.99	224.59
Ungaria	0.00	0.00
România	0.00	0.00
Im	53.46	572.00
Dmax (total)	177.86	1903.06
Deff	5.72	61.20
N-1 (%) (100% umplere)	154.	81%
N-1 (%) (30% umplere)	141.93%	

Tabel 32. Formula N-1 pentru grupul de risc transbalcanic - toate cazurile

N-1		2022
fără Deff	N-1 (%) (100% umplere)	149.83%
	N-1 (%) (30% umplere)	137.37%
cu Deff	N-1 (%) (100% umplere)	154.81%
	N-1 (%) (30% umplere)	141.93%

Tabel 33. Puncte de interconectare cu capacitate bidirecţională între statele membre ale Grupului de risc transbalcanic

Punct de interconectare	Capacitate (MSmc/d) - 15°C/15°C	
Csanadpalota (HU-RO)	7.2 (HU→RO)	6.72 (RO→HU)
Ruse-Giurgiu (BG-RO)	2.52 (BG→RO)	4.11 (RO→BG)
Kulata/Sidirokastro (BG-GR)	11.1 (BG→GR)	6.1 (GR→BG)
Negru-Voda I (BG-RO)	14.54 (BG→RO)	6.3 (RO→BG)

3.4.3. Calcularea formulei N-1 la nivelul Grupului de risc Caspic

Conform prevederilor Anexei II la Regulament, pentru calcularea "Formulei N - 1 la nivel regional" se utilizează infrastructură unică principală de gaze de interes comun; infrastructură unică principală de gaze de interes comun pentru grupul de risc Caspic este punctul de interconectare Velke Kapusany-Uzhgorod.

Conform prevederilor Regulamentului, formula N-1 a fost calculată luând în considerare capacitatea UGS 100%.

Chiar dacă în fiecare caz valorile rezultate sunt peste 100%, având în vedere redirecţionarea efectivă a principalelor fluxuri de aprovizionare cu gaze ca urmare a invaziei Ucrainei de către Rusia din februarie 2022, rezultatul nu înseamnă că infrastructurile regionale de gaze sunt dimensionate corespunzător pentru a acoperi nivelul cererii maxime a statelor membre implicate. Indicele N-1 nu ia în considerare posibila existenţă a blocajelor interne sau a problemelor induse de funcţionarea defectuoasă a punctelor de interconectare interne sau din cauza lipsei capacităţii disponibile.

Tabel 34. Calcularea formulei N-1 şi rezultatele

					+ capacitătile viitoare de GNL			
	2022	2022-09	No RU*	No RU*	2022	2022-09	No RU*	No RU*

			2022	2022-09			2022	2022-09
N-1	189,7%	191,7%	179,5%	180,9%	194,6%	196,6%	184,4%	185,9%
D_max	7362,32	7362,32	7362,32	7362,32	7362,32	7362,32	7362,32	7362,32
EP_m	8830,60	8978,20	8079,30	8185,60	8830,60	8978,20	8079,30	8185,60
P_m	435,09	435,09	435,09	435,09	435,09	435,09	435,09	435,09
S_m	5715,64	5715,64	5715,64	5715,64	5715,64	5715,64	5715,64	5715,64
LNG_m	897,60	897,60	897,60	897,60	1260,58	1260,58	1260,58	1260,58
I_m	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60
D_eff	0	0	0	0	0	0	0	0

* În acest caz particular, capacităţile IP-urilor care transportau în mare parte gaz rusesc nu mai au flux fizic (Orlovka) au fost eliminate şi nu au fost considerate drept principala infrastructură regională. Trebuie remarcat faptul că punctul Velke Kapusany- Uzhgorod (UA-SK) prezintă încă fluxuri şi rămâne principala infrastructură de gaze.

3.5. Concluzii

3.5.1. Concluzii cu privire la evaluările comune de risc pentru grupurile din care România face parte (cu accent pe situaţiile care vizează România):

Identificarea principalei surse de risc, la nivel geopolitic (oprirea furnizării de gaze ruseşti către UE), este factorul geopolitic fără precedent care s-a aflat în centrul activităţii diferitelor grupuri de risc, ca fiind evenimentul cel mai sever şi cu probabilitatea cea mai mare care poate afecta reţeaua de gaze a UE. Practica evaluării riscurilor, în cadrul Regulamentului (UE) 2017/1938 privind securitatea aprovizionării cu gaze, a analizat evenimentele specifice grupurilor de risc şi sursele de risc, identificate şi modelate cu cea mai mare acurateţe posibilă, cu o acoperire geografică limitată. Circumstanţele actuale au sugerat extinderea acoperirii geografice pentru a oferi un set comun de condiţii limită pentru analizele cantitative.

JRC a efectuat simulări de modelare pe un scenariu de risc, şi anume sistarea tuturor livrărilor de gaze ruseşti către UE, începând cu 1 octombrie 2022. Acest scenariu de risc paneuropean are un impact şi o probabilitate ridicată în comparaţie cu alte potenţiale scenarii de risc. Astfel, JRC a analizat o serie de variante (48 de simulări) pentru a lua în considerare (i) două strategii de gestionare a crizelor (necooperant vs. cooperant), (ii) incertitudinea asupra profilurilor consumului de gaze (consum istoric din 2015 până în 2021), (iii) condiţiile limită de stocare subterană a gazelor care conduc la două strategii diferite de gestionare a stocării (securitate a aprovizionării pe termen scurt versus pe termen lung) şi (iv) capacitatea punctelor de interconectare între ţările vecine (activităţi obişnuite vs. debitele maxime în condiţii de criză indicate de unele state membre).

În plus, au fost efectuate o serie de analize de senzitivitate:- Regulamentul (UE) 2022/1369 stabileşte un obiectiv pentru toate statele membre (SM) de a reduce cererea de gaze cu 15 % între 1 august 2022 şi 31 martie 2023. Regulamentul oferăComisiei, de asemenea, posibilitatea de a declara, după consultarea statelor membre, o "stare de alertă a Uniunii" privind securitatea aprovizionării, impunând o reducere obligatorie a cererii de gaze pentru toate statele membre. În acest sens, au fost simulate 36 de scenarii suplimentare prin scăderea cererii de-a lungul orizontului de optimizare cu 5%, 10% şi 15%. Aceste reduceri se menţin şi după iarna 2022-2023.- Raportul a introdus, de asemenea, scenarii de risc suplimentare, de interes pentru diferitele grupuri de risc, care nu au legătură cu furnizarea de gaze din Rusia. Pe lângă întreruperea totală a aprovizionării cu gaze ruseşti, au fost examinate şapte evenimente de risc, şi anume (i) întreruperea totală a furnizării de gaze din Algeria timp de două luni, (ii) întreruperea parţială a conductei Transmed timp de cinci luni, (iii) întreruperea totală a conductei Europipe 2 care ajunge la Dornum (întreruperea parţială a fluxurilor de gaze norvegiene) timp de două luni, (iv) întreruperea totală a gazelor prin interconectorul Csanadpalota care leagă Ungaria şi România, timp de o lună, (v) întreruperea totală a depozitului de înmagazinare Stenlille (fără retragere) timp de două săptămâni, (vi) o perioadă de frig de două săptămâni în UE şi (vii) perturbarea totală a rutei azere timp de două luni. În total, au fost efectuate 84 de simulări pentru a analiza toate aceste scenarii de risc.

3.5.2. Concluzii privind evaluarea comună a riscurilor a grupului de risc Ucraina:

Grupul de risc pentru furnizarea de gaze din Est s-a concentrat pe ruta de aprovizionare cu gaze din Ucraina, după ce a luat în considerare standardele de infrastructură şi aprovizionare, a definit clienţii protejaţi pentru fiecare stat membru implicat şi rezultatele analizei JRC privind riscul de întrerupere a aprovizionării din Rusia.

● Strategia de gestionare a stocării pe termen scurt (0% din GIS (gaz depozitat/gas in storage) la sfârşitul anului 2023), cu o abordare cooperantă, duce la o reducere a consumului de gaze cu aproximativ 6,3-6,6 miliarde de metri cubi. În acest caz, Germania, România şi Ungaria sunt ţările din grupul de risc cu cea mai mare reducere a consumului de gaze (în medie, cu 1 miliard de metri cubi);

● Strategia de gestionare a stocării pe termen scurt, cu o abordare cooperantă, conduce la o reducere a consumului de gaze cu aproximativ 6,3-6,6 miliarde de metri cubi pentru Grupul de Risc; Reducere consum de gaze - ţări (în termeni absoluţi): Germania, România şi Ungaria: în medie, 1 miliard de metri cubi;

● Strategia de gestionare a stocării pe termen lung (GIS - gaz depozitat/gas in storage) la sfârşitul anului 2023 egal cu cele observate la sfârşitul anului 2021), cu o abordare necooperantă, duce la cea mai mare reducere pentru Grupul de Risc: în jur de 33-34 miliarde de metri cubi. În termeni relativi, reducerea în România este de aproximativ 20%;

3.5.3. Concluzii privind evaluarea comună a riscurilor pentru grupul de risc transbalcanic:

● Contextul necooperant atunci când se presupune o strategie de gestionare a stocării pe termen scurt (cu alte cuvinte, depozitele ar putea fi utilizate cât mai mult posibil în timpul iernii 20222023) conduce la 3,9 miliarde de metri cubi, în medie, deficit de gaz în grupul de risc, deficit care variază între 0 şi 7,8 miliarde de metri cubi în funcţie de scenariul cererii.;

● Abordarea cooperantă, atunci când se presupune o strategie de management al stocării pe termen scurt, scade reducerea consumului de gaze la aproximativ 2,2 miliarde de metri cubi. Într-o astfel de abordare, cererea nesatisfăcută este de 1 miliard de metri cubi atât pentru România, cât şi pentru Ungaria. Cea mai mare valoare pentru reducerea consumului de gaze (cu 1/6 probabilitate) se ridică la aproximativ 1,7 miliarde de metri cubi pentru România. În termeni relativi, în cazul României, cererea de gaze nesatisfăcută este de 13%;

● Asumarea unei strategii de gestionare a stocării pe termen lung previne epuizarea depozitelor în timpul iernii viitoare. Reducerea medie a consumului de gaze în cazul necooperant al scenariului gestionării stocării pe termen lung se ridică la 8,3 miliarde de metri cubi şi de 3,4 miliarde de metri cubi în scenariile care implică cooperare. În termeni absoluţi, cea mai mare reducere este identificată în România (în medie, 1,5 miliarde de metri cubi pe timpul iernii). În termeni relativi, cererea nesatisfăcută de gaze ajunge la 20% pentru toate ţările aparţinând grupului de risc, cu excepţia Greciei. În scenariile necooperante, distribuţia reducerii consumului este diferită la nivelul ţărilor. Un impact puţin mai scăzut se poate observa doar în România: 19% faţă de 20% din scenariul cooperant corespunzător;

● Rezultatele privind reducerea zilnică maximă de gaze nu indică tipare comune în rândul statelor membre din grupul de risc. Indiferent de condiţiile limită de stocare şi de cooperare, rezultatele pentru România arată o reducere maximă a gazelor în intervalul cuprins între 13 şi 15 milioane metri cubi/zi. În termeni relativi, identificăm în România reduceri de 23%.

3.5.4. Concluzii privind evaluarea comună a riscurilor pentru grupul de risc Caspian:

● Contextul necooperant atunci când se presupune o strategie de gestionare a stocării pe termen scurt (cu alte cuvinte, depozitele ar putea fi utilizate cât mai mult posibil în timpul iernii 20222023) duce la 5 miliarde de metri cubi consum nesatisfăcut de gaz, în medie, în grupul de risc, însă variază între 0 şi 10 miliarde de metri cubi în funcţie de scenariul cererii. În termeni relativi, reducerea consumului de gaze este în jur de 7% în România;

● Abordarea cooperantă scade reducerea consumului de gaze cu 3,5 miliarde de metri cubi atunci când se presupune o strategie de gestionare a stocării pe termen scurt. În aceste condiţii, cererea nesatisfăcută în cazul celui mai rău scenariu al cererii este de aproximativ 5 miliarde de metri cubi. În termeni absoluţi, reducerile medii sunt menţinute sub 1 miliard de metri cubi (mai puţin de 20% din cererea de gaze corespunzătoare) pentru toate ţările aparţinând grupului de risc;

● Asumarea unei strategii de gestionare pe termen lung a stocării previne epuizarea depozitelor în timpul iernii viitoare. În consecinţă, reducerea medie la nivelul grupului de risc creşte la 19,5 miliarde de metri cubi, în cadrul unei abordări necooperante şi la 12,2 miliarde de metri cubi, în cazul unei abordări cooperante. Cu toate acestea, reducerea maximă atinsă în cadrul unei strategii necooperante este de aproape 25 miliarde de metri cubi, mult mai mare decât în cadrul unei strategii cooperante (aproximativ 15 miliarde de metri cubi). În termeni relativi, cererea nesatisfăcută de gaze este menţinută sub 20% pentru toate ţările aparţinând grupului de risc; în schimb, în scenariul necooperant, reducerile ating 19% în România.

4. REZUMATUL EVALUĂRII RISCURILOR

Conform prevederilor articolului 7, alineatul (2) din Regulament, Ministerul Energiei prin Autoritatea Competentă, desemnată în baza Regulamentului, a participat la elaborarea evaluărilor comune, pentru fiecare Grup de risc din care România face parte, respectiv Ucraina, Transbalcanic şi Caspic.

4.1. Evaluarea naţională a riscurilor

Conform analizelor efectuate, în cazul apariţiei unor riscuri majore legate de întreruperea aprovizionării cu gaze naturale de import, poate exista o lipsă de acoperire a cererii de gaze pentru o perioadă de timp, de maximum 17 mil. mc/zi.

4.1.1. Scenarii de risc privind aprovizionarea cu gaze naturale în România

Scenariile de risc referitoare la aprovizionarea cu gaze naturale în România care au fost analizate sunt următoarele:

Scenariu 1: Deficitul de import în timpul iernii (Limitarea/încetarea aprovizionării cu gaze naturale din ţări terţe către Uniunea Europeană). În situaţia în care achiziţiile de gaze naturale din import sunt limitate sau oprite, în timpul iernii, în perioadele de frig crescut, deficitul de gaze naturale poate ajunge la maxim 17 mcm/zi. Este necesară definirea unei liste de consumatori neprotejaţi prin a căror limitare sau suspendare a consumului, va fi acoperit deficitul, asigurând echilibrul SNT.

Scenariu 2: Perturbări din motive tehnice (Defecţiuni tehnice ale SNT/depozitelor de înmagazinare a gazelor naturale), în sezonul rece, al livrării

în SNT a unei cantităţi maxime de gaze de aproximativ 15 mil. mc/zi din depozitele de înmagazinare a gazelor naturale. O parte din această cantitate poate fi asigurată prin suplimentarea importului de gaze, dar se aşteaptă ca un volum de maxim 17 mil. mc/zi să nu poată fi acoperit în cazul limitării/încetării aprovizionării cu gaze naturale din ţări terţe. Pentru acest scenariu este, de asemenea, necesar să se definească mecanismul de piaţă şi cadrul contractual privind întreruptibilitatea voluntară/garantată, pentru a compensa deficitul de gaze naturale.
Scenariu 3: Condiţii meteo extreme (Dezechilibre sursă-consum) - temperaturi foarte scăzute, în timpul sezonului rece, pe intervale mari de timp, de cel puţin 7-8 zile. Din experienţa din anii trecuţi, într-o astfel de perioadă sunt incluse şi ţările implicate în exportul şi tranzitul de gaze naturale în România. Astfel, cantităţile de gaze naturale importate sunt substanţial diminuate, ceea ce duce - din nou - la necesitatea definirii mecanismului de piaţă şi a cadrului contractual privind întreruptibilitatea voluntară/garantată, pentru a compensa deficitul de gaze naturale, respectiv cantităţi de maxim 17 mil. mc/zi.
Scenariu 4: Dezechilibre majore pe una dintre principalele sensuri de transmisie ale SNT (Arad-Szeged, Negru Vodă): va trebui definită o listă cu consumatorii neprotejaţi asociaţi zonei de sistem afectate, rezultând astfel, la nivelul întreg SNT, o listă cu consumatorii neprotejati delimitaţi pe zone susceptibile de a fi afectate de dezechilibrul unei direcţii de consum.
Scenariul 5: întreruperea completă a importurilor de gaze ruseşti prin conductă începând cu 1 octombrie 2022 şi prelungită pe toată durata iernii 2022-2023 şi până la sfârşitul anului 2023. UE a cunoscut o deteriorare progresivă a importurilor de gaze ruseşti către UE, ale căror valori sa redus deja cu peste 80% faţă de media anilor 2016-2021 (septembrie şi octombrie) şi este în scădere progresivă. Potrivit CRA-urilor dezvoltate de Grupurile de Risc, întreruperea completă a fluxurilor de gaze ruseşti este foarte probabilă, având o probabilitate apropiată de 1.
Acest scenariu de risc este încă relevant pentru unele ţări din Grupurile de Risc şi România ar putea fi, de asemenea, afectată într-o manieră notabilă.
4.2. Matricea riscurilor
Matricea riscurilor este modalitatea adecvată de a reprezenta rezultatele unei evaluări calitative. Pe axa x sunt reprezentate clasele de probabilităţi, iar pe axa y sunt reprezentate clasele de consecinţe.
Tabelul 34. prezintă matricea riscurilor care descrie clasificarea scenariilor de risc pe baza scalelor de impact şi de probabilitate selectate, pe baza scenariilor de risc identificate şi analizate în riscurile regionale comune.
Tabel 35. Matricea riscurilor
4.3. Principalele concluzii
Structura fizică a Sistemului Naţional de Transport oferă posibilitatea identificării şi constituirii unor culoare de transport gaze naturale care să răspundă atât necesităţilor privind asigurarea alimentării cu gaze naturale a diferitelor zone de consum din ţară cât şi necesităţilor privind transferul prin sistemul românesc a unor cantităţi de gaze naturale între sistemele ţărilor vecine, ca o cerinţă impusă de liberalizarea pieţelor gazelor naturale şi de reglementările europene.
Prin implementarea programelor de investiţii, Transgaz S.A. a generat un grad sporit de flexibilitate în operarea reţelei naţionale de transport a gazelor naturale prin creşterea nivelului de echilibrare şi a limitelor de funcţionare funcţie de Line Pack la 68,0 ÷ 75,0 mil. mc (starea normală) / 75,0 ÷ 78,0 mil. mc (starea optimă), în vederea asigurării preluării gazelor naturale extrase din perimetrele de producţie şi din surse importate pentru a acoperi cererea participanţilor la piaţa internă.
În ceea ce priveşte sursele de aprovizionare interne, eventualele incidente care pot afecta procesul de producţie în amonte de SNT pot fi remediate în timp util (în termen de 48 de ore, timpul mediu pentru restabilirea situaţiei normale este de aproximativ 8 ore) fără impact semnificativ în furnizarea de gaze naturale către consumatorii finali. Procedurile interne ale producătorilor oferă o mai mare flexibilitate a aprovizionării, fiind disponibile mecanisme de redirecţionare/ compensare în cazul indisponibilităţii capacităţilor în perioada de intervenţie.
Sistemul de înmagazinare subterană a gazelor naturale din România este unul dintre elementele care contribuie la optimizarea utilizării infrastructurii de transport a gazelor naturale şi la echilibrarea sistemului, contribuie la crearea unui echilibru între consum şi producţia internă şi importuri şi la creşterea eficienţei SNT, ajutând în mod semnificativ la asigurarea aprovizionării cu gaze către clienţii finali în cazul întreruperii sau limitării alimentării cu gaze naturale.
Riscurile asociate activităţii de înmagazinare subterană a gazelor naturale (injecţie şi extracţie) sunt în principal de natură comercială, din cauza dezvoltării surselor actuale de aprovizionare la preţ competitiv care ar putea duce la circumstanţe nefavorabile pentru procesul de stocare. Având în vedere că gazele naturale stocate reprezintă surse de consum curente în sezonul de iarnă - nu numai pentru a acoperi vârful de consum - se recomandă ca în viitor activitatea de înmagazinare subterană să fie optimizată prin creşterea capacităţii zilnice de extracţie şi utilizarea depozitelor în regim multi-ciclu.
Producţia de energie electrică ar putea fi afectată de disfuncţionalităţile aprovizionării cu gaze naturale în România, deoarece producţia de energie electrică în centralele pe hidrocarburi (gaze naturale) reprezintă aproximativ 17% din producţia totală de energie electrică iar perspectiva este creşterea acestei cote prin implementarea noii politici ecologice europene.*26)
*26) Transelectrica, Plan de dezvoltare RET 2022-2031, pag. 43, Anexe, pag. 7,8; Raport lunar, decembrie 2022, pagina 9
România are cea mai mare piaţă gazieră din regiune şi cea mai mică dependenţă de importuri, înregistrează 80% din producţia din regiune. Deşi există o scădere a producţiei interne de gaze naturale, România are încă un potenţial ridicat de producţie internă, cu posibilităţi de dezvoltare viitoare odată ce capacităţile de producţie din perimetrele din Marea Neagră vor începe să producă. În ceea ce priveşte Sistemul Naţional de Transport, riscurile tehnice nu pot avea un efect decisiv în declanşarea unei crize în aprovizionarea cu gaze naturale. Operatorul de Sistem de Transport Transgaz SA deţine toate metodele şi procedurile de intervenţie în timp util, astfel încât timpul mediu de restabilire a alimentării cu gaze în regiunea afectată este de 48 de ore. "Sensibilitatea" Sistemului Naţional de Transport este cauzată în principal de factori externi, în special pe direcţiile de import din ţări terţe către Uniunea Europeană, precum şi de factori de stres determinaţi de evenimentele meteorologice.
Rezultatul obţinut pentru formula N - 1, şi anume N - 1 = 114,9% > 100%, arată că în cazul întreruperii celei mai mari infrastructuri de gaze, capacitatea infrastructurii rămase va fi capabilă să asigure cantitatea necesară de gaz pentru satisfacerea cererii de gaze din regiune într-o zi de cerere excepţional de mare de gaze (care apare cu o probabilitate statistică de o dată la 20 de ani). În concluzie, faptul că valoarea formulei N - 1 este peste 100%, înseamnă că infrastructurile naţionale de gaze sunt dimensionate corespunzător pentru a acoperi cererea maximă din România.
Sistemul Naţional de Transmisie este menţinut cu atenţie la un nivel corespunzător şi nu asigură nicio problemă de îndeplinire a standardului N-1.
Finalizarea implementării Proiectului Bulgaria - România - Ungaria - Austria (BRUA) faza I asigură posibilitatea fizică a fluxului invers permanent între interconexiunile cu Bulgaria şi Ungaria, asigurând următoarele capacităţi de transport gaze naturale: capacitate de transport către Ungaria 1,75 bcm /an, respectiv 1,5 bcm /an către Bulgaria.
Creşterea capacităţii de transport a Interconectorului dintre România şi Ungaria, pe direcţia RO- HU*27)
*27) https://www.transgaz.ro/ro/anunţ-privind-creşterea-capacităţii-tehnice-punct-de-interconectare-direcţia-csanadpalota
Ca urmare a optimizării sistemului de transport între Transgaz SA din România şi FGSZ Ungaria, capacitatea tehnică a Interconexiunii Arad-Csanadpalota pentru transportul gazelor naturale din România în Ungaria a crescut de la 280 mii metri cubi pe oră la 300 mii cubi. metri pe oră, începând cu 1 octombrie 2023 (aprox. 2,6 miliarde de metri cubi).
Dezvoltarea este considerată de operatorii de sisteme de transport drept un prim pas important al iniţiativei "Solidarity Ring", care are ca scop asigurarea unei capacităţi sporite de transport pentru sursele alternative de gaze provenite din sud către regiunea Europei Centrale şi de Est prin cooperarea între operatorii de sistem din Bulgaria, România, Ungaria şi Slovacia*28).
*28) La 25 aprilie 2023, la Sofia a fost semnat Memorandumul de Înţelegere pentru încurajarea cooperării dintre Transgaz (România), Bulgartransgaz (Republica Bulgaria), FGSZ (Ungaria), Eustream (Republica Slovacă) şi SOCAR (Republica Azerbaidjan). Proiectul Inelul de Solidaritate creează cadrul pentru asigurarea diversificării rutelor de aprovizionare şi a cantităţilor suplimentare de gaze naturale către ţările europene, inclusiv Ucraina şi Republica Moldova. Deşi iniţial nu a semnat Memorandumul de Înţelegere, compania turcă BOTAS şi-a exprimat interesul de a adera la acest Parteneriat.
Implementarea BRUA Faza II va avea ca rezultat permiterea fluxurilor bidirecţionale permanente de gaze între interconexiunile cu Bulgaria şi Ungaria, fiind asigurate următoarele capacităţi de transport gaze: capacitate de transport gaze către Ungaria de 4,4 mld mcm/an şi de 1,5 mld mc /an către Bulgaria.*29)
*29) sursa: Transgaz
5. STANDARDUL PRIVIND INFRASTRUCTURA
5.1. Identificarea infrastructurii unice principale de gaze
Infrastructura de gaze naturale a României este astfel structurată încât impune identificarea unei infrastructuri unice principale de gaze care reprezintă Sistemul Naţional de Transport gaze naturale în integralitatea sa.
5.2. Calculul formulei N-1 la nivel naţional
Formula N-1 descrie capacitatea tehnică a infrastructurii de gaze de a satisface cererea totală de gaze a zonei luată în considerare în cazul afectării principalei infrastructuri unice de gaze pe parcursul unei zile cu o cerere excepţional de mare, determinată statistic la fiecare 20 de ani. Infrastructura gazelor include reţeaua de transport a gazelor naturale, inclusiv interconexiunile, precum şi unităţile de producţie, instalaţiile de GNL şi instalaţiile de stocare conectate la zona luată în considerare.
Capacitatea tehnică a tuturor celorlalte infrastructuri de gaze disponibile în caz de deteriorare a infrastructurii unice principale de gaze trebuie să fie cel puţin egală cu cantitatea necesarului total zilnic de gaze pentru zona luată în considerare, pe parcursul unei zile cu o cerere de gaze excepţional de mare, determinată statistic la fiecare 20 de ani.
Rezultatul formulei N-1, aşa cum este calculat mai jos, trebuie să fie cel puţin egal cu 100%.
Metoda de calcul a formulei N-1:
N-1 [%] = [(EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m) / D_max []] x 100, N-1 ≥ 100%
Parametrii utilizaţi pentru calcularea formulei N-1:
"Zona luată în considerare" înseamnă regiunea geografică pentru care se calculează formula N-1, aşa cum este stabilită de autoritatea competentă.
Definiţie privind cererea:
"D_max": necesarul zilnic total de gaze (în milioane de metri cubi pe zi) din suprafaţa calculată într-o zi cu cerere excepţional de mare de gaze, care are loc cu o probabilitate statistică de o dată la 20 de ani.
Definiţii privind cererea:
"EP_m": capacitatea tehnică a punctelor de intrare (în milioane de metri cubi pe zi), altele decât instalaţiile de producţie, GNL şi depozitare, acoperite de P_m, S_m şi GNL_m , înseamnă suma capacităţilor tehnice ale tuturor punctelor de intrare de frontieră capabile pentru a furniza gaz în zona calculată ;
"P_m": capacitatea tehnică maximă de producţie (în milioane de metri cubi pe zi) înseamnă suma capacităţilor maxime tehnice zilnice de producţie ale tuturor unităţilor de producţie de gaze, care pot fi furnizate la punctele de intrare din zona calculată ;
"S_m": capacitatea tehnică maximă de depozitare (în milioane de metri cubi pe zi) înseamnă suma capacităţilor maxime zilnice de retragere tehnică a tuturor unităţilor de depozitare, care pot fi furnizate la punctele de intrare din suprafaţa calculată , ţinând cont de acestea. caracteristicile fizice respective ;

"GNL_m": capacitatea tehnică maximă a instalaţiilor GNL (în milioane de metri cubi pe zi) înseamnă suma capacităţilor tehnice maxime zilnice de extracţie a tuturor instalaţiilor GNL din zona calculată, luând în considerare elementele critice precum descărcarea, servicii, stocare temporară şi regazificare GNL, precum şi capacitatea tehnică de extracţie în sistem ;
"I_m": înseamnă capacitatea tehnică a celei mai mari infrastructuri de gaze (în milioane de metri cubi pe zi), cu cea mai mare capacitate de a furniza suprafaţa calculată . Atunci când mai multe infrastructuri de gaze sunt conectate la o infrastructură comună de gaze în amonte sau în aval şi nu pot fi operate separat, acestea sunt considerate ca o singură infrastructură de gaze.
Calcularea formulei N-1 folosind măsuri de cerere.
N-1 [%] = [(EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m) / D_max - D_eff] x 100, N-1 ≥ 100%
în care:
"D_eff" înseamnă partea (în milioane de metri cubi pe zi) din Dmax care, în cazul întreruperii alimentării cu gaz, poate fi acoperită suficient şi în timp util. prin măsuri de cerere bazate pe piaţă, în conformitate cu articolul 9, alineatul (1) litera (c) şi articolul 5, alineatul (2) din Regulament.
Rezultatul formulei N-1 calculat pentru teritoriul României la nivelul anului 2023 este prezentat mai jos*30):
*30) sursa: Transgaz
N-1 [%] = [45 + 24,5 + 32 + 0 - 18,8] / 72] x 100
N - 1[%] = 114,9%
N - 1[%] > 100%
Explicaţii ale valorilor utilizate:
a) Termeni privind cererea:

Termeni privind cererea [mil. mc /zi]		Explicaţii
Dmax	72,0	La începutul anului 2023, consumul maxim asigurat prin SNT era de 54,6 Mil Smc /zi în ziua gazieră 09.02.2023,

b) Termeni privind oferta (de capacitate):

Termeni privind oferta [mil. mc /zi]		Explicaţii
EPm	45	Capacitate totală puncte de import (Isaccea 1, Negru Vodă 1, Csanadpalota , Ruse-Giurgiu, Ungheni).
Pm	24,5	Producţia internă de gaze intrată în SNT.
Sm	32	Suma fluxurilor maxime retrase din fiecare depozit de înmagazinare, în condiţii de încărcare 100%..
LNGm	0	Nu există terminale GNL.
Sunt	18,8	Capacitate import in Isaccea 1 .

Pentru Pm s-a considerat potenţialul de producţie şi nu capacitatea tehnică (65,8 mil. Smc/zi).
Considerăm că această abordare oferă o imagine corectă a formulei N-1; capacitatea tehnică nu mai poate fi realizată din cauza scăderii producţiei interne.
La determinarea termenului Sm s-a considerat suma debitelor potenţial maxime care pot fi extrase din cele 6 depozite subterane din România, în condiţii de încărcare 100%.

Depozit	Capacitate tehnologică [mil. Smc/zi]	Debit maxim [mil. Smc/zi]
Depogaz Ploiesti SRL	32,7	29,2
Depomureş SA Tg. Mureş	3,0	2,8
TOTAL	35,7	32,0
Debit maxim zilnic extras simultan din toate depozitele 07.02.2023	26,1	

La stabilirea valorii termenului EPm s-a avut în vedere capacitatea punctelor de intrare Isaccea 1, Negru Vodă 1, Csanadpalota , Ruse - Giurgiu şi Ungheni, astfel:

Puncte de intrare	Punct de capacitate [mil. Smc /zi]
Punct intrare Isaccea 1	18,8
Punct intrare Negru Vodă 1	14,5
Punct intrare Csanadpalota	7,2
Punct intrare Ruse - Giurgiu	2,5
Punct intrare Ungheni	2,0
Total	45

De menţionat că formula N-1 a fost calculată ţinând cont de 100% din volumul de gaz de lucru din depozitele subterane.
Rezultatul obţinut pentru formula N - 1, şi anume N - 1 = 114,9% > 100%, arată că în cazul întreruperii celei mai mari infrastructuri de gaze, capacitatea infrastructurii rămase va fi capabilă să asigure cantitatea necesară de gaze pentru satisfacerea cererii de gaze din regiune, într-o zi cu cerere excepţional de mare de gaze (care apare cu o probabilitate statistică de o dată la 20 de ani).
În concluzie, faptul că valoarea formulei N - 1 este peste 100%, înseamnă că infrastructurile naţionale de gaze sunt dimensionate corespunzător pentru a acoperi cererea maximă din România.
Calculul formulei N - 1 folosind măsuri de cerere
N-1 [%] = [(EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m) / D_max - D_eff] x 100, N-1 ≥ 100%
Definiţie pe partea cererii
"D_eff" înseamnă partea (în mcm/d) din Dmax care, în cazul unei întreruperi a aprovizionării cu gaz, poate fi acoperită suficient şi în timp util cu măsuri de cerere bazate pe piaţă în conformitate cu articolul 9, alineatul (1) litera c).) şi articolul 5, alineatul (2) din Regulament..
D_eff = 0 (nu există contracte cu clienţii de siguranţă întreruptibili) deci valoarea formulei N - 1 la nivel naţional, inclusiv Deff este aceeaşi.
5.3. Capacitatea bidirecţională de transport
În prezent, România are interconectări cu următoarele state:- Ungaria;- Bulgaria;- Republica Moldova;- Ucraina.
Importul/exportul de gaze naturale în/din România se realizează prin intermediul a 7 puncte de interconectare transfrontalieră (a se vedea Tabelul 35.).
Tabelul 36. prezintă sinteza capacităţilor maxime de transport disponibile pe direcţiile precizate mai sus:
Tabel 36. Caracteristicile conductelor de interconectare transfrontalieră la punctele de intrare din sistemele de transport din ţările vecine

Ţara	Conducta de interconectare	Caracteristici tehnice	Capacitatea tehnică totală
UCRAINA	Orlovka (UA) - Isaccea (RO)* LLC GAS TSO UA → Transgaz S.A.	DN 1000, Pmax = 45 bar	6,85 mld. Smc/an
	Tekovo (UA) - Medieşu Aurit (RO)** LLC GAS TSO UA → Transgaz S.A.	DN 700, Pmax = 75 bar	2,71 mld. Smc/an la Pmin = 47 bar
	Isaccea 1 (RO) - Orlovka 1 (UA) Transgaz S.A. < - > LLC GAS TSO UA	DN 1000, Pmax = 55 bar	6,85 mld. Smc/an capacitate import la Pmin = 46,5 bar 4,12 mld. Smc/an capacitatea de export*** la Pmin = 3

UNGARIA	Szeged (HU) - Arad (RO) - Csanadpalota (HU) FGSZ < - > Transgaz S.A.	DN 700, Pmax = 63 bar	mld. Smc/an capacitate import la Pmin = 40 bar 2,63 mld. Smc/an capacitate de export la Pmin = 40 ba
REPUBLICA MOLDOVA	Iasi (RO) - Ungheni (MO) Transgaz S.A. < - > VestMoldtransgaz	DN 500 Pmax = 55 bar	2,19 mld. Smc/an capacitate export la Pmin = 42,7 bar 0,73 mld. Smc/an capacitate import la Pmin = 24 bar
BULGARIA	Giurgiu (RO) - Ruse (BG) Transgaz S.A. < - > Bulgartransgaz	DN 1000 Pmax = 50 bar	1,50 mld. Smc/an capacitate export la Pmin = 40 bar 0,92 mld. Smc/an capacitate import la Pmin = 30 bar
	Kardam (BG) - Negru Vodă 1 (RO) Transgaz S.A. < - > Bulgartransgaz	DN 1000 Pmax = 55 bar	6,36 mld. Smc/an pe capacitate de export*** la Pmin = 5,31 mld. Smc/an capacitate import la Pmin = 45 bar

* Acest punct de interconectare nu este utilizat, nefiind încheiat un Acord de interconectare. În prezent importul de gaze din Ucraina se realizează prin Isaccea 1.
** Pentru acest punct OTS din România şi OTS din Ucraina sunt în discuţii pentru semnarea unui nou Acord de interconectare.
*** Capacitatea este oferită în regim întreruptibil (din punct de vedere comercial) întrucât nu este semnată Anexa la Acordul de interconectare privind cerinţele de calitate a gazelor. Capacitate condiţionată de rezervarea de capacitate la PI Negru Vodă pe direcţia BG-RO.
**** Diferenţa de capacitate 6,36-2,31=4,05 mld. Smc/an este disponibilă în regim de tranzit, condiţionată de rezervarea de capacitate de intrare la PI Isaccea 1, pe direcţia UA-RO.
Interconectarea România-Serbia
Proiectul "Interconectarea Sistemului Naţional de Transport Gaze Naturale din România cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia" presupune construirea unei conducte noi de transport gaze naturale ce va asigura conexiunea dintre conducta magistrală de transport gaze naturale "BRUA" şi Nodul Tehnologic Mokrin din Serbia.

În Figura 8. este prezentată harta cu punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT cu ţările vecine.
Figura 8. Harta punctelor de interconectare transfrontalieră ale SNT
6. CONFORMITATEA CU STANDARDUL DE FURNIZARE
6.1. Definiţia clienţilor protejaţi
În conformitate cu prevederile articolului 6, alineatul (1) din Regulament, fiecare Stat Membru stabileşte definiţia clienţilor protejaţi şi informează Comisia cu privire la aceasta.
În baza acestei prevederi, Ministerul Energiei a inclus definiţia "clienţilor protejaţi" în legislaţia naţională prin adoptarea Ordinului ministrului energiei nr. 692/2018 privind aprobarea definirii categoriei "client protejat".
În categoria "clientului protejat" sunt cuprinşi: "toţi clienţii casnici racordaţi la o reţea de distribuţie a gazelor naturale precum şi următoarele categorii de clienţi finali:
a) întreprinderile mici şi mijlocii, racordate la reţelele de distribuţie a gazelor naturale;
b) prestatorii de servicii sociale esenţiale care au legătură cu asistenţa medicală, asistenţa socială esenţială, de urgenţă, de securitate, cu educaţia sau cu administraţia publică, racordate la reţelele de distribuţie sau la Sistemul Naţional de Transport al gazelor naturale;
c) producătorii de energie termică, care nu pot funcţiona cu alţi combustibili decât gazele naturale şi care furnizează energie termică clienţilor casnici, întreprinderilor mici sau mijlocii şi/sau prestatorilor de servicii de asistenţă medicală, asistenţă socială esenţială, de urgenţă, de securitate sau prestatorii de servicii care au legătură cu educaţia sau cu administraţia publică."
6.2. Asigurarea furnizării de gaze naturale către clienţii protejaţi
Regulamentul impune, în conformitate cu articolul 6, alineatul (1), întreprinderilor care operează în domeniul gazelor naturale să asigurare furnizarea de gaze către clienţii protejaţi, definiţi în legislaţia naţională, chiar şi în cazul unui consum de gaze foarte mare şi să ia măsuri preventive adecvate, în fiecare din următoarele cazuri:
a) temperaturi extreme pentru o perioadă de vârf de 7 zile, care apare cu o probabilitate statistică o dată la 20 de ani;
b) orice perioadă de 30 de zile în care cererea de gaze este excepţional de mare, constatată statistic o dată la 20 de ani;
c) o perioadă de 30 de zile în cazul perturbării infrastructurii principale unice de gaze în condiţii de iarnă normale.
Având în vedere identificarea clienţilor protejaţi din legislaţia naţională, întreprinderilor din domeniul gazelor le revine responsabilitatea specială pentru furnizarea gazelor naturale către: clienţii casnici, întreprinderilor mici şi mijlocii şi prestatorilor de servicii sociale esenţiale, precum şi producătorilor de energie termică, care nu pot funcţiona cu alţi combustibili decât gazele naturale, în măsura în care astfel de instalaţii livrează încălzire clienţilor protejaţi menţionaţi.
Întreprinderile din domeniul gazelor naturale trebuie să poată asigura aprovizionarea cu gaze naturale către clienţii protejaţi în cele trei cazuri, precizate mai sus, şi sunt obligaţi să ia în mod corespunzător măsuri în acest scop.
Tabelul 37. prezintă ponderea clienţilor casnici în total consum*31) gaze naturale din România, în perioada 2018 - 2022, care evidenţiază o creştere a ponderii acestora până în anul 2016, după care valoarea ponderii se menţine relativ constantă până în anul 2019 şi creşte apoi în anul 2020.
*31) ANRE
Rapoarte anuale privind activitatea Autorităţii de Reglementare în domeniul Energiei pentru perioada 2013- 2020/Rapoarte lunare privind rezultatele monitorizării pieţei de gaze naturale pentru perioada 2013-2020/ Rapoarte naţionale.
Tabel 37. Ponderea clienţilor casnici în total consum

Anul	Consum total [MWh]	Ponderea clienţilor casnici în total consum [%]	Consum clienţi casnici [MWh]
2018	129.535.366	28,48	36.891.672
2019	120.734.056	30,26	36.534.125
2020	127.128.093	29,99	38.125.715
2021	129.592.268	33,50	43.413.410
2022	109.144.452	35,52	38.468.109

Tabelul 38. prezintă ponderea consumatorilor protejaţi în total consum*32), în perioada 2016-2021, din care se observă că valoarea ponderii acestora în consumul total de gaze naturale din România se menţine aproximativ constantă.
*32) ANRE
Rapoarte anuale privind activitatea Autorităţii de Reglementare în domeniul Energiei pentru perioada 2016- 2020/Rapoarte lunare privind rezultatele monitorizării pieţei de gaze naturale pentru perioada 2016-2020.
Tabel 38. Ponderea consumatorilor protejaţi în total consum*)
*) Valori deduse cu ajutorul datelor publicate în Rapoartele anuale privind activitatea Autorităţii de Reglementare în domeniul Energiei pentru perioada 2016-2021/Rapoartele lunare privind rezultatele monitorizării pieţei de gaze naturale pentru perioada 2016-2021

Anul	Consum total [MWh]	Ponderea clienţilor casnici în total consum [%]	Consum clienţi casnici [MWh]	Pondere consum servicii esenţiale [%]	Consum servicii esenţiale [MWh]	Po [%
2016	124.110.485	28,35	35.185.323	6,59	8.178.881	7,
2017	129.861.013	28,47	34.269.009	6,69	8.687.702	7,
2018	129.535.366	28,48	33.939.494	7,01	9.080.667	8,
2019	120.734.056	30,26	36.534.125	6,91	8.342.723	9,
2020	127.128.093	29,99	38.125.715	6,56	8,339,603	8,
2021	129.592.268	33,50	43.413.410	6,90	8.941.866	9,

Ponderea consumatorilor protejaţi aferentă categoriei IMM în total consum, în perioada 20162020, se prezintă după cum urmează:
Tabel 39 Ponderea consumatorilor protejaţi

Categoria întreprinderilor mici si mijlocii	Pondere

Consumatori comerciali	7,50 %
Alţi client industriali	2,50 %
Alţi clienti secundari	9,50 %.

7. MĂSURI PREVENTIVE

7.1. Plan de reducere a cererii de gaze naturale

Regulamentul (UE) 2022/1369, modificat*33) solicită Statelor Membre să depună toate eforturile pentru a-şi reduce cererea de gaze cu 15% de la 1 aprilie 2023 până la 31 martie 2024. Reducerea de 15% se bazează pe consumul mediu de gaze al unui stat membru din aprilie până în martie în cei cinci ani consecutivi anteriori introducerii acestui Regulament.

*33) Regulamentul (UE) 2023/706 al Consiliului din 30 martie 2023 de modificare a Regulamentului (UE) 2022/1369 în ceea ce priveşte prelungirea perioadei de reducere a cererii pentru măsurile de reducere a cererii de gaze şi consolidarea raportării şi a monitorizării punerii în aplicare a acestora

Regulamentul (UE) 2022/1369, modificat oferă Statelor Membre libertatea de a alege măsurile cele mai adecvate pentru a-şi reduce cererea de gaze. Cu toate acestea, măsurile alese ar trebui să fie clar definite, transparente, proporţionale, nediscriminatorii şi verificabile şi să ţină seama de principiile stabilite în Regulament. În special, măsurile:- nu denaturează în mod nejustificat concurenţa sau buna funcţionare a pieţei interne a gazelor;- nu pun în pericol securitatea aprovizionării cu gaze a altor state membre sau a Uniunii;- respectă dispoziţiile Regulamentului în ceea ce priveşte clienţii protejaţi.

7.1.1. Consumul de referinţă de gaze naturale al României

Consumul de gaze naturale înregistrat în România în perioada 1 aprilie-31 martie în cursul ultimilor cinci ani consecutivi anteriori datei intrării în vigoare a Regulamentului (UE) 2022/1369, modificat, şi anume pentru anii 2017-2022 se prezintă astfel:

Tabel 40 Valoarea consumului de gaze înregistrat în perioada 1 aprilie-31 martie - pentru anii 2017-2022

Anul	Valoarea consumului de gaze*34) înregistrat în perioada 1 aprilie-31 martie - pentru anii 2017-2022, [mil. mc]
2017-2018	12.632
2018-2019	11.835
2019-2020	11.100
2020-2021	12.088
2021-2022	11.590

34) Pentru perioada 2017 -2022, volumul consumului se regăseşte în datele Eurostat.

Valoarea consumului de referinţă al României ca medie a consumului din ultimii 5 ani este de 11.849 mil. mc.

7.1.2. Nivelul reducerii cererii în România în cazul unei alerte la nivelul Uniunii*35)

*35) Trebuie precizat că, AC a notificat Comisiei Europene Decizia României de a diminua reducerea obligatorie a cererii în temeiul articolului 5, alineatele (5), (6) şi (7) din Regulamentul (UE) 2022/1369 al Consiliului din 5 august 2022 privind măsuri coordonate de reducere a cererii cu nr. 18732/VDP/28.10.2022.

Reducerea obligatorie a cererii în cazul unei alerte la nivelul Uniunii, fără aplicarea nici unei derogări în conformitate cu prevederile articolului 5 din Regulamentul (UE) 2022/1369, modificat, în perioada 1 aprilie 2022-31 martie 2023 (definită ca 15% din consumul de referinţă de gaze naturale al României), este următoarea:

15% x 11.849= 1777,35 mil. mc.

Pentru perioada august 2022 - martie 2023, consumul de gaze naturale din România a fost redus cu 19,90%, prin măsuri voluntare, după cum urmează*36):

*36) Eurostat, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_GASM custom_5028797/default/table?lang=en

Tabel 41 Nivelul reducerii cererii în România Pentru perioada august 2022 - martie 2023

	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	medie 5 ani referinţă	2022-2023	(2022/media de referinţă) %	reducere fată de perioada de referinţă
august	691.00	565.00	533.00	614.00	508.00	582.20	341.00	58.57	41.43
septembrie	712.00	612.00	592.00	634.00	579.00	625.80	402.00	64.24	35.76
octombrie	954.00	843.00	851.00	789.00	956.00	878.60	542.00	61.69	38.31
noiembrie	1235.00	1309.00	1052.00	1351.00	1209.00	1231.20	965.00	78.38	21.62
decembrie	1446.00	1761.00	1452.00	1562.00	1543.00	1552.80	1309.00	84.30	15.70
ianuarie	1295.00	1860.00	1772.00	1650.00	1591.00	1633.60	1295.00	79.27	20.73
februarie	1833.00	1445.00	1397.00	1458.00	1263.00	1479.20	1300.00	87.89	12.11
martie	1476.00	1162.00	1158.00	1472.00	1247.00	1303.00	1004.00	77.05	22.95
total	9642.00	9557.00	8807.00	9530.00	8896.00	9286.40	7438.00	80.10	19.90

consum realizat august 2022 - martie 2023	7438.00	mil. m.c.
media de referinta august 2022 - martie 2023	9286.40	mil. m.c.
consum august 2022 - martie 2023 / media de referinta august - martie (%)	80.59	
reducere august 2022 - martie 2023 fata de referinta august - martie (%)	19.90	

Pentru perioada aprilie 2023 - martie 2024, consumul de gaze naturale din România a fost redus cu 24,15%, prin măsuri voluntare, după cum urmează*37):

*37) Eurostat, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_GASM custom_5028797/default/table?lang=en

Tabel 42 Nivelul reducerii cererii în România Pentru perioada aprilie 2023 - martie 2024

	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	medie 5 ani referinţă	2023-2024	(2023-2024/media de referinţă) %	reducere faţă de perioada
aprilie	886.00	632.00	844.00	787.00	1039.00	837.60	754.00	90.02	9.98
mai	692.00	556.00	577.00	601.00	616.00	608.40	473.00	77.74	22.26
iunie	751.00	557.00	373.00	561.00	526.00	553.60	357.00	64.49	35.51
iulie	661.00	533.00	499.00	609.00	513.00	563.00	423.00	75.13	24.87
august	691.00	565.00	533.00	614.00	508.00	582.20	407.00	69.91	30.09

septembrie	712.00	612.00	592.00	634.00	579.00	625.80	441.00	70.47	29.53
octombrie	954.00	843.00	851.00	789.00	956.00	878.60	629.00	71.59	28.41
noiembrie	1235.00	1309.00	1052.00	1351.00	1209.00	1231.20	1089.00	88.45	11.55
decembrie	1446.00	1761.00	1452.00	1562.00	1543.00	1552.80	1398.00	90.03	9.97
ianuarie	1295.00	1860.00	1772.00	1650.00	1591.00	1633.60	1560.00	95.49	4.51
februarie	1833.00	1445.00	1397.00	1458.00	1263.00	1479.20	1149.00	77.68	22.32
martie	1476.00	1162.00	1158.00	1472.00	1247.00	1303.00	1110.00	85.19	14.81
total	12632.00	11835.00	11100.00	12088.00	11590.00	11849.00	9790.00	82.62	17.38

consum realizat aprilie 2023 - martie 2024	9790.00 mil. mc
media de referinta aprilie 2023 - martie 2024	11849.80 mil. mc
apr 2023 – mart 2024 / media de referinţă apr 2023-mart 2024 (%)	82.62
reducere apr 2023 – mart 2024 fata de referinţă apr 2023-mart 2024 (%)	17.38

7.2. Măsuri de prevenire a riscurilor identificate

Regulamentul stipulează la articolul9, alineatul (3) că Planul de acţiuni preventive se bazează în primul rând pe măsurile de piaţă şi nu impune o sarcină excesivă întreprinderilor din sectorul gazelor naturale şi nici nu afectează în mod negativ funcţionarea pieţei interne a gazelor.

În acest sens, în Tabelul 39. se prezintă lista măsurilor bazate pe piaţă axate pe cerere şi pe ofertă, care au fost luate în considerare pentru îmbunătăţirea securităţii aprovizionării cu gaze naturale în cazul perturbării furnizării.

Tabel 43. Măsuri bazate pe piaţă, axate pe cerere şi ofertă

Măsuri bazate pe piaţă axate pe cerere	M
	U
Depozite comerciale - alocarea nediscriminatorie a capacităţilor de înmagazinare disponibile, în regim multiciclu	U
Facilitarea integrării în sistemul gazier a gazelor din surse regenerabile	F
Diversificarea surselor şi a rutelor de aprovizionare cu gaze	C
Îmbunătăţirea relevanţei interconectărilor cu flux bidirecţional	
Sinergia activităţilor de dispecerizare ale SNT şi ale Sistemului Electroenergetic Naţional (SEN)	
Utilizarea armonizată a contractelor pe termen lung şi pe termen scurt, în ponderi adecvate stablităţii pentru acoperirea cererii de gaze naturale	

7.3. Măsuri bazate pe piaţă axate pe cerere

7.3.1. Depozite comerciale - alocarea nediscriminatorie a capacităţilor de înmagazinare disponibile, în regim multiciclu

Facilităţile de înmagazinare a gazelor naturale fac parte integrantă din piaţa naţională de gaze, cu rol important în eficientizarea utilizării infrastructurii de transport gaze naturale şi echilibrarea sistemului şi în asigurarea securităţii aprovizionării cu gaze naturale.

Prin implementarea acestei măsuri sunt create premizele optimizării activităţilor de producţie şi comerciale pe piaţa gazieră, în condiţii de maximizare a stabilităţii SNT.

7.3.2. Facilitarea integrării în sistemul gazier a gazelor din surse regenerabile

Această măsură necesită eforturi investiţionale menite dezvoltării infrastructurii fizice, care să permită integrarea în consum a unor resurse energetice primare, alternative gazelor naturale, precum şi implementarea unor acţiuni care să conducă la creşterea rolului gazelor din surse regenerabile în economia naţională, în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 2024/1789 al Parlamentului European şi al Consiliului din 13 iunie 2024 privind pieţele interne ale gazelor din surse regenerabile, gazelor naturale şi hidrogenului, de modificare a Regulamentelor (UE) nr. 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 şi (UE) 2022/869 şi a Deciziei (UE) 2017/684 şi de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 715/2009 (reformare), precum şi ale Directivei (UE) 2024/1788 a Parlamentului European şi a Consiliului din 13 iunie 2024 privind normele comune pentru pieţele interne în sectorul gazelor din surse regenerabile, al gazelor naturale şi al hidrogenului, de modificare a Directivei (UE) 2023/1791 şi de abrogare a Directivei 2009/73/CE. Măsura trebuie însoţită de o analiză a viabilităţii din punct de vedere economic a integrării gazului din surse regenerabile (de exemplu, biogaz).

7.3.3. Diversificarea surselor şi a rutelor de aprovizionare cu gaze

Furnizorii de gaze naturale au contracte multiple cu diverşi producători/furnizori şi importă gaze naturale printr-o varietate de rute de aprovizionare. Cu cât diversificarea surselor şi rutelor de aprovizionare este mai mare, cu atât este mai mic impactul unui incident asupra unei singure surse sau rute de aprovizionare.

Trebuie avută în vedere şi diversificarea surselor şi a rutelor de aprovizionare cu gaze prin realizarea proiectelor de investiţii care vizează creşterea gradului de interconectare a reţelei naţionale de transport gaze naturale la reţeaua europeană şi la pieţele ţărilor vecine, proiecte cuprinse în Planul de dezvoltare a Sistemului Naţional de Transport pe 10 ani, implementat de Transgaz S.A.. Se limitează astfel riscul afectării grave a securităţii aprovizionării din cauza perturbării fiecărei rute de aprovizionare.

7.3.4. îmbunătăţirea relevanţei interconectărilor cu flux bidirecţional

România are, în prezent, interconectări cu flux bidirecţional la toate frontierele cu ţările vecine, cu excepţia Şerbiei.

Prin implementarea proiectelor din Planul de dezvoltare a Sistemului Naţional de Transport pe 10 ani, realizate de Transgaz S.A., care vizează crearea de noi interconectări sau de creştere a capacităţii de interconectare cu ţările vecine se creează un număr mai mare de căi de intrare care oferă, de asemenea, posibilitatea de flux invers pentru aprovizionarea pieţei de gaze naturale din România, în condiţii de flexibilitate sporită.

7.3.5. Sinergia activităţilor de dispecerizare ale SNT şi ale Sistemului Electroenergetic Naţional (SEN)

Prin sincronizarea activităţilor de dispecerizare ale celor două sisteme se asigură evitarea dezechilibrelor care pot fi induse de către cele două sisteme unul altuia.

România îşi propune ca obiective cu privire la încurajarea consumului dispecerizabil în vederea asigurării răspunsului la variaţiile cererii, precum şi obiective cu privire la stocarea energiei. Dezvoltarea şi utilizarea potenţialului tehnico-economic al surselor regenerabile în SEN depinde de dezvoltarea capacităţilor de stocare, precum şi a tehnologiilor privind injectarea de hidrogen sub formă de gaz de sinteză din surse regenerabile de energie şi utilizarea hidrogenului în procesele industriale.

7.3.6. Utilizarea armonizată a contractelor pe termen lung şi pe termen scurt, în ponderi adecvate stablităţii pentru acoperirea cererii de gaze naturale

Această măsură este necesară şi vizează o ghidare a pieţei gaziere în sensul utilizării armonizate a contractelor pe termen lung şi pe termen scurt astfel încât aprovizionarea cu gaze naturale să nu fie afectată de politicile comerciale orientate exclusiv pe maximizarea rezultatelor economice.

7.4. Măsuri bazate pe piaţă axate pe ofertă

7.4.1. Investiţii în dezvoltarea infrastructurii

Prin Planul de dezvoltare a Sistemului Naţional de Transport pe 10 ani, Transgaz S.A. propune proiecte majore de investiţii pentru dezvoltarea strategică şi durabilă a infrastructurii naţionale de transport gaze naturale, care să răspundă nevoilor economice ale României şi să permită alinierea SNT gaze naturale la cerinţele de transport, urmărind totodată şi conformitatea acesteia cu cerinţele reglementărilor europene în domeniu.

Trebuie precizat că, proiectele de investiţii incluse Planul de dezvoltare a Sistemului Naţional de Transport pe 10 ani sunt analizate periodic de Transgaz S.A. şi sunt aprobate de către ANRE, care examinează, inclusiv, dacă aceste investiţii sunt în conformitate cu dinamica privind cererea/consumul estimat de gaze naturale în România.

Planul de Dezvoltare a Sistemului Naţional de Transport gaze naturale 2024-2033 aprobat de ANRE prin Decizia nr. 2717/17.12.2024, elaborat în conformitate cu prevederile Legii nr. 123/2012 cu modificările şi completările ulterioare, cu obiectivele propuse în Strategia Energetică a României 2020-2030 cu perspectiva anului 2050, răspunde cerinţelor politicii energetice europene privind:- asigurarea siguranţei în aprovizionarea cu gaze naturale;- creşterea gradului de interconectare a reţelei naţionale de transport gaze naturale cu reţeaua europeană;- creşterea flexibilităţii reţelei naţionale de transport gaze naturale;- liberalizarea pieţei gazelor naturale;- crearea pieţei de gaze naturale integrate la nivelul Uniunii Europene;- asigurarea racordării terţilor la sistemul de transport gaze naturale, conform reglementărilor specifice, în limitele capacităţilor de transport şi cu respectarea regimurilor tehnologice;- asigurarea alimentării cu gaze naturale a localităţilor din România;- asigurarea racordării la reţeaua de gaze naturale a noilor investiţii generatoare de locuri de muncă;- dezvoltarea sistemului de transport astfel

încât acesta să fie compatibil cu amestecul treptat de hidrogen în gazele naturale, conform ţintelor europene, în baza unor analize detaliate care să includă aspectele tehnice şi economice relevante;- elaborarea strategiei societăţii pentru cuplarea ecosistemelor de hidrogen şi a centrelor industriale cu sistemul integrat de transport pe conducte al hidrogenului la nivelul UE (Hydrogen Backbone);- asigurarea unei tranziţii etapizate către o activitate neutră din punct de vedere climatic şi consolidarea rezilienţei la schimbările climatice;- îndeplinirea cerinţelor şi reglementările naţionale şi internaţionale (privind clima)/Planul Naţional Integrat de Energie şi Schimbări Climatice.

7.4.2. Utilizarea contractelor de furnizare care pot fi întrerupte, bazate pe mecanisme de piaţă

Furnizorii au obligaţia să asigure cantităţile de gaze naturale necesare continuării aprovizionării cu gaze a clienţilor protejaţi în virtutea prevederilor legislaţiei europene şi legislaţiei naţionale din domeniu.

Pentru îndeplinirea acestei obligaţii, furnizorii ar trebui să dezvolte politici comerciale care să includă încheierea de contracte cu clauze de întreruptibilitate, prin intermediul cărora să fie facilitată îmbunătăţirea activităţii de echilibrare a SNT.

În prezent, nu există reglementări care să definească un astfel de cadru contractual, deşi acestea ar fi necesare.

7.4.3. Utilizarea capacităţilor de înmagazinare în asigurarea continuităţii în furnizarea de gaze naturale, inclusiv în creşterea flexibilităţii producţiei naţionale

România dispune de depozite de înmagazinare bine dezvoltate care permit utilizarea raţională a acestora şi încurajează creşterea producţiei interne de gaze naturale prin stimularea descoperirii şi/sau reabilitării unor zăcăminte de gaze naturale.

Înmagazinarea subterană a gazelor naturale are un rol semnificativ în asigurarea continuităţii furnizării de gaze naturale utilizând volume din depozitele de înmagazinare, atât în situaţii normale de piaţă, cât şi în cazuri de criză.

7.4.4. Furnizarea de gaze naturale în condiţii de eficienţă energetică

Această măsură vizează minimizarea consumurilor tehnologice şi integrarea resurselor regenerabile în consumurile tehnologice pe toate palierele activităţii din sectorul gazelor naturale (upstream/downstream).

7.4.5. Creşterea ponderii gazelor regenerabile în activităţile de aprovizionare

România îşi propune menţinerea unui mix energetic diversificat la orizontul anului 2030, ţinând cont deopotrivă de obiectivul de decarbonare al sistemului energetic, precum şi de asigurarea flexibilităţii şi adecvanţei acestuia.

România îşi propune, de asemenea, să sporească cota capacităţilor instalate care utilizează sursele regenerabile de energie. Totodată, îşi propune să înlocuiască capacităţile de producţie pe cărbune cu capacităţi noi alimentate cu gaze naturale, întrucât gazele naturale reprezintă un combustibil fosil mai ecologic (arderea acestuia având ca rezultat cele mai mici emisii de carbon dintre toţi combustibili fosili). Mai mult, centralele electrice care utilizează gaze naturale pot fi implementate mai flexibil. De asemenea, infrastructura de gaze naturale oferă posibilitatea de a amesteca gaze regenerabile precum hidrogen, metan sintetic sau biometan şi astfel se reduc şi mai mult emisiile de carbon.

7.5. Alte măsuri preventive

7.5.1. Asigurarea unor indicatori de performanţă relevanţi şi îmbunătăţirea sistemului de monitorizare a acestora

Pentru a putea monitoriza siguranţa şi fiabilitatea reţelei de gaze naturale au fost dezvoltaţi o serie de indicatori de performanţă ai calităţii pentru serviciile de transport, de distribuţie şi furnizare a gazelor naturale şi pentru starea tehnică a reţelelor de gaze naturale care sunt monitorizaţi de către ANRE. Indicatorilor de performanţă, stabiliţi prin standardele de performanţă pentru serviciile de transport, distribuţie şi furnizare a gazelor naturale, le sunt asociate valori specifice realiste şi niveluri de performanţă minimale pentru a putea testa rezultatele obţinute în raport cu obiectivele.

7.5.2. Menţinerea unei infrastructuri funcţionale şi fiabile

Menţinerea caracteristicilor de funcţionare optimă şi a stării tehnice a reţelelor de gaze naturale la un nivel corespunzător, se poate realiza ca urmare a desfăşurării unui sistem de mentenanţă preponderent preventiv, planificat, corectiv şi susţinut de programe anuale de investiţii de dezvoltare şi modernizare, relevat prin indicatorii de performanţă.

7.5.3. Furnizarea de ultimă instanţă a gazelor naturale

Rolul furnizorului de ultimă instanţă este determinant în asigurarea continuităţii aprovizionării cu gaze naturale, având obligaţia de a asigura furnizarea garantată a gazelor naturale în regim de ultimă instanţă, conform reglementărilor emise de ANRE, clienţilor finali ai căror furnizori se află în imposibilitatea de a-şi îndeplini sarcinile contractuale de furnizare în raport cu portofoliile proprii de clienţi.

7.6. Măsuri nebazate pe piaţă

În cadrul Planului de acţiuni preventive, asigurarea aprovizionării cu gaze naturale a României se realizează printr-o abordare care vizează adoptarea numai de măsuri bazate pe piaţă, pentru a compensa în mod suficient şi în timp util o întrerupere a furnizării de gaze.

Planul de acţiuni preventive se concentrează pe acest tip de măsuri menite să prevină apariţia unor situaţii de urgenţă.

7.7. Impactul măsurilor

Măsurile prezentate în planul de acţiuni preventive urmăresc să limiteze impactul economic asupra pieţei energiei şi de asemenea impactul asupra mediului şi asupra clienţilor finali şi să optimizeze eficacitatea şi eficienţa în funcţionare a sistemului naţional gazier şi să asigure furnizarea continuă a gazelor naturale către clienţii finali.

Obligaţiile generale ale participanţilor la piaţa gazelor naturale, stipulate în Legea nr. 123/2012, cu modificările şi completările ulterioare, sunt utilizate ca măsuri preventive pentru asigurarea nivelului de consum de gaze naturale. Trebuie precizat că în toate cazurile aceste măsuri nu vor afecta clienţii protejaţi în sensul prevederilor Regulamentului.

7.8. Obligaţiile întreprinderilor din domeniul gazelor naturale

Prin Legea nr. 123/2012, cu modificările şi completările ulterioare, au fost stipulate obligaţii economice generale, clar definite pentru întreprinderile care operează în domeniul gazelor naturale în România, care vizează alimentarea cu gaze a populaţiei şi, în special, a clienţilor protejaţi, în scopul realizării obiectivelor de bază şi pentru a menţine buna funcţionare a pieţei interne a gazelor, în special în situaţii de perturbare a furnizării şi situaţii de criză.

Obligaţiile producătorilor de gaze naturale, operatorilor de sistem de înmagazinare gaze naturale, operatorului de transport şi de sistem, operatorilor de sisteme de distribuţie şi furnizorilor de gaze naturale, legate de funcţionarea în siguranţă a reţelei naţionale de gaze sunt specificate în Legea nr. 123/2012, cu modificările şi completările ulterioare (a se vedea în Tabelul 40. un rezumat al obligaţiilor întreprinderilor care operează în domeniul gazelor naturale în România).

Tabel 44. Rezumatul obligaţiilor întreprinderilor din domeniul gazelor naturale referitoare la funcţionarea în siguranţă a reţelei naţionale de gaze naturale

Întreprinderea	Obligaţia
Producătorii de gaze naturale	- să deţină autorizaţiile pentru înfiinţarea conductelor de alimentare din amonte aferente activi - să asigure operarea conductelor de alimentare din amonte aferente producţiei de gaze naturale î - să asigure accesul terţilor la conductele de alimentare din amonte în condiţii nediscriminatori - să asigure livrările de gaze naturale, cu respectarea condiţiilor impuse prin licenţe, clauze c
Operatorii de sistem de înmagazinare gaze naturale	- să opereze, să întreţină, să reabiliteze şi să modernizeze instalaţiile tehnologice de suprafaţ - să asigure accesul terţilor la depozitele de înmagazinare, pe baza unor criterii obiective, tra - să furnizeze informaţii utilizatorilor sistemului de înmagazinare, necesare pentru un acces efi - să asigure mijloacele adecvate pentru îndeplinirea obligaţiilor privind serviciul public.
Operatorul transport şi de sistem	- să opereze sistemul de transport şi să asigure echilibrul fizic rezidual al acestuia, respectiv - să întreţină, să reabiliteze, să modernizeze şi să dezvolte sistemul de transport în condiţii d - să asigure accesul terţilor la sistemul de transport, conform unor reglementări specifice, în c - să realizeze schimbul de informaţii cu alţi operatori de transport şi de sistem interconectaţi, - să asigure mijloacele adecvate pentru îndeplinirea obligaţiilor privind serviciul public.
Operatorii sistemului de distribuţie	- să opereze, să întreţină, să repare, să modernizeze şi să dezvolte sistemul de distribuţie în c - să asigure accesul terţilor la sistemele de distribuţie, în condiţii nediscriminatorii, în limi - să asigure condiţiile de securitate în alimentarea cu gaze naturale.
Furnizorii de gaze naturale	- să încheie contracte de achiziţie a gazelor naturale, astfel încât să asigure acoperirea consum - să achiziţioneze gazele naturale pe care le furnizează clienţilor casnici, în condiţii de minim - să permită clienţilor, în mod gratuit, schimbarea efectivă a furnizorului de gaze naturale în t - să informeze corespunzător clienţii finali cu privire la consumul lor efectiv de gaze naturale

8. PROIECTE DE INFRASTRUCTURĂ

8.1. Proiecte de investiţii pentru dezvoltarea SNT

Planul de dezvoltare a Sistemului Naţional de Transport gaze naturale prezintă direcţiile de dezvoltare ale reţelei româneşti de transport gaze naturale şi a proiectelor majore pe care Transgaz S.A., în calitate de OTS, intenţionează să le implementeze în următorii 10 ani, în scopul dezvoltării reţelei de transport a gazelor naturale pentru a răspunde cerinţelor pieţei.

Planul de dezvoltare a Sistemului Naţional de Transport gaze naturale cuprinde proiecte de anvergură menite să reconfigureze reţeaua de transport gaze naturale care, deşi extinsă şi complexă, a fost concepută într-o perioadă în care accentul se punea pe aprovizionarea cu gaze naturale a marilor consumatori industriali şi crearea accesului acestora la resursele concentrate în centrul ţării şi în Oltenia.

În indentificarea proiectelor necesar a fi dezvoltate în Sistemul Naţional de Transport (SNT) gaze naturale s-a pornit de la principalele cerinţe pe care acesta trebuie să le asigure în actuala dinamică a pieţei regionale de gaze naturale. Având în vedere ultimele evoluţii şi tendinţe în domeniul traseelor de transport gaze naturale la nivel european, este evidentă profilarea a două surse importante de aprovizionare cu gaze naturale: gazele naturale din regiunea Mării Caspice şi cele din Marea Neagră.

Astfel, proiectele planificate de companie au în vedere:

- asigurarea unui grad adecvat de interconectivitate cu ţările vecine;
- crearea unor rute de transport gaze naturale la nivel regional pentru a asigura transportul gazelor naturale provenite din noi surse de aprovizionare;
- crearea infrastructurii necesare preluării şi transportului gazelor naturale din perimetrele off-shore în scopul valorificării acestora pe piaţa

românească şi pe alte pieţe din regiune;
● extinderea infrastructurii de transport gaze naturale pentru îmbunătăţirea aprovizionării cu gaze naturale a unor zone deficitare;
● crearea pieţei unice integrate la nivelul Uniunii Europene.
În acest context, este foarte important ca Transgaz să implementeze într-un timp scurt proiectele descrise în cele ce urmează, pentru a conecta pieţele central europene la resursele din Marea Caspică şi Marea Neagră.
Poziţia geostrategică, resursele de energie primară, proiectele de investiţii majore în infrastructura de transport gaze naturale pot ajuta România să devină un jucător semnificativ în regiune, însă doar în condiţiile în care va ţine pasul cu progresul tehnologic şi va reuşi să atragă finanţările necesare. Prin proiectele propuse pentru dezvoltarea şi modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale, prin implementarea unor sisteme inteligente de control, automatizare, comunicaţii şi management al reţelei, Transgaz urmăreşte atât maximizarea eficienţei energetice pe întreg lanţul de activităţi desfăşurate, precum şi crearea unui sistem inteligent de transport gaze naturale, eficient, fiabil şi flexibil.
Principalele proiectele de investiţii cuprinse în Planul de dezvoltare a Sistemului Naţional de Transport al gazelor naturale pentru perioada 2024 - 2033 sunt*38):

*38) Transgaz - Planul de Dezvoltare a Sistemului Naţional de Transport gaze naturale 2024 - 2033
Figura 9. Harta proiectelor majore din SNT
8.1.1. Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Naţional de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA) - Faza II constă în realizarea următoarelor obiective:
● conductă Recaş-Horia 32" x 63 bar în lungime de aproximativ 50 km;
● amplificarea celor trei staţii de comprimare (SC Podişor, SC Bibeşti şi SC Jupa) prin montarea unui agregat suplimentar de comprimare în fiecare staţie;
● amplificarea staţiei de măsurare gaze existente SMG Horia.
Figura 10. Harta Coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA) - Faza II
Implementarea Proiectului BRUA-Faza II are drept rezultat creşterea etapizată a capacităţii coridorului de transport bidirecţional Bulgaria-România-Ungaria-Austria prin care se asigură în prezent o capacitate de transport de 2,63 mld. mc/an cu Ungaria. Sunt propuse în cadrul procesului de capacitate incrementală trei niveluri de dezvoltare a capacităţii cu Ungaria respectiv la 2,98 mld mc/an, 4,38 mld mc/an şi 5,32 mld mc/an, pentru transportul gazelor de pe Coridorul Vertical.. Termenul estimat de finalizare: 2027 Valoarea estimată a investiţiei este de 150 milioane Euro.
8.1.2. Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la ţărmul Mării Negre (Tuzla - Podişor)
În contextul în care Europa devine tot mai dependentă de importurile de gaze naturale, accesul la noi surse devine o necesitate imperioasă. În aceste condiţii dezvoltarea pe teritoriul României a unei infrastructuri de transport gaze naturale de la ţărmul Mării Negre până la graniţa România- Ungaria reprezintă una din priorităţile majore ale TRANSGAZ.
Figura 11. Harta Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la ţărmul Mării Negre
Obiectivul major al acestei investiţii constă în construirea unei conducte de transport gaze naturale Tuzla-Podişor, în lungime de 308,3 km şi DN 1200 respectiv DN 1000, care să facă legătura între resursele de gaze naturale disponibile la ţărmul Mării Negre şi coridorul BULGARIA- ROMÂNIA-UNGARIA-AUSTRIA, astfel asigurându-se posibilitatea transportului gazelor naturale spre Bulgaria şi Ungaria prin interconectările existente Giurgiu-Ruse (cu Bulgaria) şi Nădlac-Szeged (cu Ungaria). Această conductă se va interconecta cu conductă de transport gaze naturale T1 şi traversează judeţele: Constanţa, Călăraşi şi Giurgiu.
Conducta este formată din două tronsoane, după cum urmează:
● tronsonul I, Tuzla-Amzacea, în lungime de 32,4 km, va avea un diametru de ø 48" (DN1200) şi capacitate tehnică de 12 mld. mc/an;
● tronsonul II, Amzacea-Podişor, în lungime de 275,9 km, va avea un diametru de ø40" (DN1000) şi capacitate tehnică de 6 mld. mc/an.
Termenul estimat de finalizare: 2025.
Valoarea estimată a investiţiei este de 493,9 milioane Euro.
Proiectul este inclus în TYNDP 2022 cu cod de identificare TRA-A-362.
Proiectul a primit statut de proiect de interes comun fiind inclus în cea de-a cincea Listă de proiecte de interes a Uniunii, aprobată prin Regulamentul delegat (UE) 2022/564 al Comisiei din 19 noiembrie 2021 de modificare a Regulamentului (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European şi al Consiliului în ceea ce priveşte lista proiectelor de interes comun a Uniunii, având numărul de referinţă 6.24.4.
8.1.3. Amplificarea coridorului bidirecţional de transport gaze naturale Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA-Faza III)
În ipoteza în care capacităţile de transport necesare valorificării gazelor naturale din Marea Neagră pe pieţele central-vest europene depăşesc potenţialul de transport al coridorului BRUA Faza II, TRANSGAZ a planificat dezvoltarea coridorului central care urmăreşte practic traseul unor conducte din sistemul actual dar care actualmente funcţionează la parametrii tehnici neadecvaţi pentru o arteră magistrală.
Figura 12. Harta Coridorului bidirecţional de transport gaze naturale Bulgaria-România-Ungaria-Austria
(BRUA-Faza III)
În funcţie de volumele de gaze naturale disponibile la ţărmul Mării Negre, (care nu vor putea fi preluate de Culoarul BRUA Faza I şi II), pe termen lung se are în vedere dezvoltarea capacităţii de transport pe culoarul Oneşti-Coroi-Haţeg-Nădlac. Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale presupune următoarele:
● reabilitarea unor conducte existente ce aparţin SNT;
● înlocuirea unor conducte existente ce aparţin SNT cu conducte noi sau construirea unor conducte noi instalate în paralel cu conductele existente;
● dezvoltarea a 4 sau 5 staţii noi de comprimare cu o putere totală instalată de aprox. 66-82,5MW;
● creşterea capacităţi de transport gaze naturale spre Ungaria cu 4,4 mld. mc/an.
În prezent Transgaz S.A. a elaborat studiul de prefezabilitate privind dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale şi acesta a fost împărţit în două proiecte, şi anume:
● Asigurarea curgerii reversibile pe interconectarea România-Ungaria, care vizează:- conductă nouă de transport gaze naturale Băcia-Haţeg-Horia-Nădlac în lungime de aproximativ 280 km;- doua staţii noi de comprimare gaze naturale amplasate de-a lungul traseului;
● Dezvoltarea SNT între Oneşti şi Băcia, care vizează:- reabilitarea unor tronsoane de conductă;- înlocuirea unor conducte existente cu conducte noi cu diametru şi presiune de operare mai mari;- două sau trei staţii noi de comprimare gaze naturale.
Termenul de finalizare pentru întreg coridorul: 2028-2029.
Valoarea estimată a investiţiei este de 855 milioane Euro.
Proiectul este inclus în TYNDP 2022 cu cod de identificare TRA-N-959.
8.1.4. Interconectarea România-Serbia - interconectarea Sistemului Naţional de Transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia
În contextul prevederilor Strategiei Europene privind Uniunea Energiei şi a acţiunilor de implementare a obiectivelor acestei strategii (competitivitate, sustenabilitate şi securitatea aprovizionării cu energie), România acordă interes deosebit asigurării dimensiunii securităţii energetice, dezvoltării infrastructurii energetice prin diversificarea surselor şi rutelor de transport energetic, întăririi solidarităţii între statele membre şi asigurării funcţionării eficiente a pieţei energiei.
Figura 13. Harta Interconectării România-Serbia
Proiectul va consta din:
● construirea unei conducte noi de interconectare pe direcţia Recaş-Mokrin în lungime de aprox. 97 km din care aprox. 85 km pe teritoriul României şi 12 km pe teritoriul Şerbiei cu următoarele caracteristici:- presiunea în conducta BRUA zona Recaş: 50-54 bar (PN BRUA-63 bar);- diametrul conductei de interconectare: DN 600, PN 63 bar;- capacitate transport: max. 1,2 mld Smc/an (137000 Smc/h), atât pe direcţia România-Serbia, cât şi pe direcţia Serbia-România.
● construirea unei staţii de măsurare gaze naturale (amplasată pe teritoriul României).
În situaţia în care vor fi preluate gaze naturale din Serbia spre România, acestea pot fi direcţionate la consum în zona Timişoara-Arad, prin conducta DN 600 Horia-Maşloc-Recaş (25 bar), la presiuni mai mici decât în conducta BRUA.
Termenul estimat de finalizare: 2028.
Valoarea estimată a investiţiei este de 86,8 milioane Euro.
Proiectul este inclus în Planul de dezvoltare a reţelei europene de transport gaze naturale TYNDP 2022 cu cod de identificare TRA-A-1268.
8.1.5. Proiectul "Dezvoltarea/Modernizarea Infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României"
În contextul prevederilor Strategiei Europene privind Uniunea Energiei şi a acţiunilor de implementare a obiectivelor acestei strategii (competitivitate, sustenabilitate şi securitatea aprovizionării cu energie), România acordă interes deosebit asigurării dimensiunii securităţii energetice, dezvoltării infrastructurii energetice prin diversificarea surselor şi rutelor de transport energetic, întăririi solidarităţii între statele membre şi asigurării funcţionării eficiente a pieţei energiei.
Proiectul presupune realizarea/modernizarea unor obiective aferente Sistemului Naţional de Transport, din zona de Nord-Vest a României, cu scopul de a crea noi capacităţi de transport gaze naturale sau de a creşte capacităţile existente.
Figura 14. Harta SNT în zona de Nord-Vest a României
Având în vedere anvergura acestui proiect, se propune implementarea acestuia etapizat, după cum urmează:
● Etapa 1:- construirea conductei de transport gaze naturale şi a instalaţiilor aferente, pe direcţia Horia-Borş.
● Etapa 2:- construirea conductei de transport gaze naturale şi a instalaţiilor aferente, pe direcţia Borş-Abrămuţ;- construirea unei Staţii de Comprimare Gaze Naturale la Mediesu Aurit;- construirea conductei de transport gaze naturale şi a instalaţiilor aferente, pe direcţia Huedin-Aleşd.
● Etapa 3:- construirea conductei de transport gaze naturale şi a instalaţiilor aferente, pe direcţia Abrămuţ-Mediesu Aurit;- construirea conductei de transport gaze naturale şi a instalaţiilor aferente, pe direcţia Sărmăşel-Mediesu Aurit.
Termenul estimat de finalizare: 2026 pentru Etapa 1, 2027 pentru Etapa 2 şi 2028 pentru Etapa 3.
Valoarea estimată a investiţiei este de 405 milioane Euro.
Proiectul este inclus în TYNDP 2022 cu cod de identificare TRA-N-598.
8.1.6. Creşterea capacităţii de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcţia Giurgiu-Ruse
În luna iulie 2017, la Bucureşti, SNTGN Transgaz SA, Bulgartransgaz, DESFA SA, FGSZ Ltd. şi ICGB AD au semnat Memorandumul privind cooperarea pentru realizarea Coridorului Vertical.
Pentru atingerea scopului, părţile au agreat să analizeze necesităţile tehnice sub forma unor conducte noi, interconectări sau consolidări ale sistemelor naţionale de transport.
Estimările privind transportul de gaze naturale în zona de sud a Europei prezintă o evoluţie rapidă, iar noile proiecte majore care vor fi

realizate în această zonă au în vedere fluxuri ale gazelor pe direcţia sud-nord.
Figura 15. Harta interconectării România-Bulgaria pe direcţia Giurgiu-Ruse
Proiectul constă în:
● construirea unei conducte noi de transport gaze naturale şi a instalaţiilor aferente;
● construirea unei noi subtraversări la Dunăre;
● amplificare SMG Giurgiu.
În cadrul studiului de prefezabilitate s-au considerat mai multe variante de dezvoltare pentru o creştere a capacităţii de la 1,5 mld mc/an la 5 mld mc/an.
Impactul asupra capacităţii transfrontaliere: creştere capacitate spre Bulgaria de la 1,5 mld mc/an la 5 mld mc/an
Termenul estimat de finalizare: 2027.
Valoarea estimată a investiţiei este de 51,8 milioane Euro.
8.1.7. Modernizare SMG Isaccea 2 şi SMG Negru Vodă 2 în vederea realizării curgerii bidirecţionale pe conducta T2
Pentru asigurarea curgerii bidirecţionale la graniţa cu Ucraina şi Bulgaria pe conducta de tranzit T2 este necesară modernizarea staţiilor de măsurare gaze naturale SMG Isaccea 2 şi SMG Negru Vodă 2.
Figura 16. Harta SMG Isaccea 2 şi SMG Negru Vodă 2
1. Staţie de măsurare SMG Isaccea 2
Staţia de Măsurare modernizată va fi dotată cu instalaţie de separare/filtrare şi instalaţie de măsurare:
● separarea/filtrarea este asigurată de o baterie de separare/filtrare;
● instalaţia de măsurare va fi compusă din mai multe linii de măsurare paralele (în operare şi în rezervă) echipate cu contoare cu ultrasunete în scopul măsurării cantităţilor de gaze naturale livrate, fiecare linie fiind echipată identic cu trei sisteme de măsurare independente (Pay, Check şi Verificare); sistemele independente Pay şi Check vor utiliza contoare cu ultrasunete dual, iar sistemele de Verificare vor utiliza un contor cu ultrasunete simplu.
2. Staţia de măsurare SMG Negru Vodă 2
Staţia de Măsurare modernizată va fi dotată cu instalaţie de separare/filtrare şi instalaţie de măsurare:
● separarea/filtrarea este asigurată de o baterie de separare/filtrare;
● instalaţia de măsurare va fi compusă din mai multe linii de măsurare paralele (în operare şi în rezervă) echipate cu contoare cu ultrasunete în scopul măsurării cantităţilor de gaze naturale livrate, fiecare linie fiind echipată identic cu două sisteme de măsurare independente (Pay şi Check); sistemele independente Pay şi Check vor utiliza contoare cu ultrasunete dual.
Etapa 1: Crearea posibilităţii de curgere bidirecţională a gazelor naturale pe T2 la SMG Isaccea 2 respectiv crearea posibilităţii de curgere bidirecţională a gazelor naturale pe T2 la SMG Negru Vodă 2 - finalizată.
Etapa 2: Urmează înlocuirea/modernizarea sistemelor de măsură la SMG Isaccea 2 respectiv SMG Negru Vodă 2. Proiectul se află într-o fază incipientă, urmând a fi dezvoltat în funcţie de rezultatele evaluării cererii de piaţă pentru capacitate incrementală pentru punctele de interconectare situate pe conducta T2.Termenul estimat de finalizare: 2028. Proiectul va fi dezvoltat în funcţie de rezultatele evaluării cererii de piaţă pentru capacitate incrementală pentru punctele de interconectare situate pe conductele T2 şi T3 pe direcţia de transport Bulgaria - România - Ucraina (culoarul transbalcanic).
Valoarea estimată a investiţiei este de 26,65 milioane Euro.
8.1.8. Modernizare SMG Isaccea 3 şi Negru Vodă 3 în vederea realizării curgerii bidirecţionale pe conducta T3
Prin implementarea proiectului se creează posibilitatea curgerii bidirecţionale pe conducta T3, parte din coridorul Transbalcanic.
Figura 17. Harta SMG Isaccea 3 şi Negru Vodă 3
1. Staţie de măsurare SMG Isaccea 3
Staţia de Măsurare modernizată va fi dotată cu instalaţie de separare/filtrare şi instalaţie de măsurare:
● separarea/filtrarea este asigurată de o baterie de separare/filtrare;
● instalaţia de măsurare va fi compusă din mai multe linii de măsurare paralele (în operare şi în rezervă) echipate cu contoare cu ultrasunete în scopul măsurării cantităţilor de gaze naturale livrate, fiecare linie fiind echipată identic cu trei sisteme de măsurare independente (Pay, Check şi Verificare);
● sistemele independente Pay şi Check vor utiliza contoare cu ultrasunete dual, iar sistemele de verificare vor utiliza un contor cu ultrasunete simplu.
2. Staţia de măsurare SMG Negru Vodă 3
Staţia de Măsurare modernizată va fi dotată cu instalaţie de separare/filtrare şi instalaţie de măsurare:
● separarea/filtrarea este asigurată de o baterie de separare/filtrare;
● instalaţia de măsurare va fi compusă din mai multe linii de măsurare paralele (în operare şi în rezervă) echipate cu contoare cu ultrasunete în scopul măsurării cantităţilor de gaze naturale livrate, fiecare linie fiind echipată identic cu două sisteme de măsurare independente (Pay şi Check);
● sistemele independente Pay şi Check vor utiliza contoare cu ultrasunete dual.
Etapa 1: Crearea posibilităţii de curgere bidirecţională a gazelor naturale pe T3 la SMG Isaccea 3 respectiv crearea posibilităţii de curgere bidirecţională a gazelor naturale pe T3 la SMG Negru Vodă 3 - finalizată.
Etapa 2: Urmează înlocuirea/modernizarea sistemelor de măsură la SMG Isaccea 3 respectiv SMG Negru Vodă 3. Proiectul se află într-o fază incipientă, urmând a fi dezvoltat în funcţie de rezultatele evaluării cererii de piaţă pentru capacitate incrementală pentru punctele de interconectare situate pe conducta T3.
Termenul estimat de finalizare: 2028. Proiectul va fi dezvoltat în funcţie de rezultatele evaluării cererii de piaţă pentru capacitate incrementală pentru punctele de interconectare situate pe conductele T2 şi T3 pe direcţia de transport Bulgaria - România - Ucraina (culoarul transbalcanic).
Valoarea estimată a investiţiei este de 26,65 milioane Euro.
8.1.9. Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre
Obiectivul proiectului: crearea capacităţii de transport pentru preluarea gazelor naturale provenite de la terminalul GNL amplasat la ţărmul Mării Negre.
Preluarea gazelor naturale de la ţărmul Mării Negre printr-un terminal GNL presupune realizarea interconectării Sistemului Naţional de Transport gaze naturale la terminalul GNL prin construirea unei conducte de transport gaze naturale, în lungime de cca. 25 Km, de la ţărmul Mării Negre până la conductele TI şi T2.
Figura 18. Harta terminal GNL amplasat la malul Mării Negre
Capacitatea şi presiunea de proiectare pentru această conductă se vor stabili în funcţie de cantităţile de gaze naturale disponibile la ţărmul Mării Negre.
Impactul asupra capacităţii transfrontaliere: proiectul nu are impact asupra capacităţilor transfrontaliere, însă contribuie la diversificarea surselor şi creşterea siguranţei în alimentarea cu gaze naturale.
Termenul estimat de finalizare: 2028.
Valoarea estimată a investiţiei este de 19,6 milioane Euro.
8.1.10. Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre
Obiectivul proiectului: realizarea unui terminal GNL amplasat la ţărmul Mării Negre.
Pentru diversificarea surselor de aprovizionare cu gaze naturale s-a identificat oportunitatea realizării unui terminal LNG la ţărmul Mării Negre cu toate facilităţile aferente pentru a putea prelua cantităţile de LNG din zona Mării Caspice şi din Orientul Mijlociu. Tipul terminalului şi facilităţile aferente acestuia, împreună cu capacitatea acestuia se vor stabili în etapele de proiectare în funcţie de nivelul cererii de gaze naturale rezultat în urma parcurgerii procedurilor de rezervare de capacitate.
Figura 19. Harta terminal GNL amplasat la malul Mării Negre
Impactul asupra capacităţii transfrontaliere: proiectul nu are impact asupra capacităţilor transfrontaliere, însă contribuie la diversificarea surselor şi creşterea siguranţei în alimentarea cu gaze naturale.
Termenul estimat de finalizare: 2028.
Valoarea estimată a investiţiei este de 360 milioane Euro.
8.1.11. Eastring-România
Proiectul EASTRING, promovat de EUSTREAM, este o conductă cu flux bidirecţional pentru Europa Centrală şi de Sud-Est care are ca scop conectarea sistemelor de transport gaze naturale din Slovacia, Ungaria, România şi Bulgaria pentru a obţine acces la rezervele de gaze naturale din regiunea Caspică şi Orientul Mijlociu.
Figura 20. Harta proiect EASTRING
Date tehnice: gazoduct de interconectare cu flux bidirecţional cu o capacitate anuală între 225,500 GWh şi 451,000 GWh (aprox. 20 mld. mc până la 40 mld. mc), care conectează Slovacia cu graniţa externă a UE prin Bulgaria, Ungaria şi România.
EASTRING va asigura cea mai rentabilă rută de transport, directă, între platformele de gaze din vestul Uniunii Europene şi Regiunea Balcanică/Turcia de vest-o zonă cu potenţial foarte ridicat în a oferi gaze din diferite surse.
Prin posibilitatea de a diversifica rutele de transport precum şi sursele de aprovizionare, se va asigura siguranţa în aprovizionare în întreaga regiune, în principal în ţările Europei de Sud-Est.. Conform studiului de fezabilitate, implementarea proiectului se va realiza în două faze, după cum urmează:
● Faza 1 - capacitate maximă de 20 mld mc/an;
● Faza 2 - capacitate maximă de 40 mld mc/an.
Termenul estimat de finalizare: 2028 pentru Faza 1, 2033 pentru Faza 2.
Valoarea totală estimată a investiţiei este de:
● Faza 1 - 1.297 milioane Euro pentru România (2.600 mil. Euro-total);
● Faza 2 - 357 milioane Euro pentru România (739 mil. Euro-total).
Proiectul este inclus în TYNDP 2022 cu cod de identificare TRA-A-655.
8.1.12. Sistem de monitorizare, control şi achiziţie de date pentru staţiile de protecţie catodică aferente Sistemului Naţional de Transport Gaze Naturale
Implementarea sistemului de achiziţie, comandă şi monitorizare pentru sistemul de protecţie catodică va asigura durabilitate şi siguranţă sporită în exploatare a conductelor de transport, în baza datelor achiziţionate, va asigura simplitate în operare pentru un sistem complex de protecţie al

conductelor cu cheltuieli de mentenanţă scăzute.
În cadrul SNTGN TRANSGAZ SA, staţiile de protecţie catodică reprezintă principalul sistem de protecţie activă a conductelor de transport gaze naturale Reducerea coroziunii conductelor, menţinerea acestora în funcţiune pe o durată cât mai lungă de timp şi reducerea costurilor cu mentenanţa este un obiectiv prioritar.
Sistemul centralizat de protecţie catodică va oferi posibilitatea setării, monitorizării şi operării clare şi precise de la distanţă a punctelor de interes ale sistemului, va elimina costurile de citire a datelor, va evita situaţiile în care datorită condiţiilor meteo nu este posibilă citirea datelor şi erorile umane, va permite control distribuit al locaţiilor, va reduce costurile cu operarea şi mentenanţa, reduce considerabil timpul de configurare. Implementarea unui astfel de sistem va reduce micro- managementul, timpii de test şi punere în funcţiune.
Arhitectura distribuită va oferi riscuri minime de indisponibilitate şi va oferi fiabilitate maximă sistemului de protecţie catodică.
Sistemul va fi intuitiv, uşor de utilizat şi acceptabil în orice structură de sistem SCADA, iar cerinţele de perfecţionare a operatorilor sunt scurte şi simple.
Controlul de la distanţă al parametrilor staţiilor de protecţie catodică şi monitorizarea coroziunii în punctele critice ale sistemului de transport gaze naturale este obligatorie pentru reducerea coroziunii şi gestionarea corespunzătoare a consumurilor energetice din fiecare locaţie.
Concomitent sistemul va oferi informaţii legate de electrosecuritatea conductei, cât şi pentru protecţia catodică intrinsecă (fără sursă exterioară de curent catodic), oferind informaţii în unele puncte sau tronsoane pentru redresare limitativă a curenţilor de dispersie în curent alternativ induşi în conductă.
Termen estimat de finalizare: anul 2027 Valoarea estimată a investiţiei: 17,7 milioane EURO.
8.1.13. Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Naţional de Transport gaze naturale
Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale trebuie sa fie susţinută în următorii ani de dezvoltarea unui sistem SCADA, performant şi flexibil, prin modernizarea arhitecturii hardware şi software, prin migrarea spre o arhitectură descentralizată, cu control distribuit pe unităţi administrative organizatorice în conformitate cu structura SNTGN TRANSGAZ SA.Proiectul privind "Dezvoltarea Sistemului SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) pentru Sistemul Naţional de Transport Gaze Naturale" va consta în:
● analiza posibilităţilor de optimizare a arhitecturii sistemului SCADA;
● înlocuirea/upgradarea, la nivelul dispeceratelor SCADA naţionale/teritoriale a echipamentelor hardware uzate din punct de vedere moral şi fizic în scopul asigurării, prin variantele noi de firmware/sisteme de operare/aplicaţii software utilizate, a creşterii volumului şi puterii de procesare a datelor precum şi a gradului de securitate informatică;
● asigurarea unei rezerve de capacitate hardware/software la nivelul dispeceratelor SCADA naţionale şi teritoriale necesară integrării viitoare în sistemul SCADA a obiectivelor SNT care urmează a fi puse în funcţiune în perioada 2022-2027;
● integrarea suplimentară a circa 170 SRM (Staţii de Reglare Măsurare) funcţionale la nivelul Sistemului Naţional de Transport Gaze Naturale (SNT);
● asigurarea continuităţii transmiterii, monitorizării în timp real la dispeceratele SCADA naţionale şi teritoriale, a parametrilor tehnologici relevanţi şi necesari din cadrul obiectivelor SNT, în concordanţă cu nivelul şi ritmul de dezvoltare a instalaţiilor tehnologice pe termen scurt şi mediu, în scopul monitorizării şi operării SNT în condiţii de siguranţă, eficienţă şi protecţie a mediului înconjurător; integrarea automatizărilor locale noi care vor fi puse în funcţiune prin retehnologizarea/dezvoltarea staţiilor de comprimare gaze naturale, a nodurilor tehnologice, a robinetelor de secţionare amplasate pe conductele magistrale, etc;
● instalarea de sisteme tip SCADA Intrusion Detection System LAN SCADA;
● instalarea de sisteme tip IP&DS dedicate cu supraveghere la nivel de protocoale industriale pentru aplicaţiile sensibile-staţiile comandate de la distanţă prin sistemul SCADA: noduri tehnologice; staţii de interconectare; staţii de comprimare; viitoare Sisteme de automatizare conducte.
● instalarea unui sistem de simulare şi PMS (Pipeline Monitoring Software) sau NSM (Managementul Programului de Reţea);
● identificarea şi asigurarea de soluţii tehnice privind securizarea reţelei de date industriale în care sunt instalate sistemele de achiziţie date şi control (SCADA);
● analizarea oportunităţilor tehnice privind proiectarea şi realizarea unui dispecerat de urgenţă, în cazul în care studiul referitor la oportunitatea şi necesitatea existenţei unui dispecerat de urgenţă reclamă acest lucru, instruirea personalului operator/tehnic/de mentenanţă SCADA pentru utilizarea noilor tehnici şi politici de securitate implementate.
Pentru implementarea proiectului "Dezvoltarea Sistemului SCADA TRANSGAZ pentru Sistemul Naţional de Transport", luând în considerare concluziile studiului de fezabilitatea s-a propus dezvoltarea proiectului pe etape:
Etapa 1 - Modernizare infrastructurii centrale hardware şi software - servere şi staţii operator SCADA.
Etapa 2 - Echiparea SRM-urilor noi pentru monitorizare prin SCADA.
Etapa 3 - Execuţia unor proiecte de interconectare, control şi monitorizare cu alte sisteme SCADA TRANSGAZ.
Termen estimat de finalizare: anul 2026 Valoarea estimată a investiţiei: 5,5 milioane EURO.
8.2. Proiecte de investiţii pentru dezvoltarea sistemului de stocare a gazelor naturale
I. DEPOGAZ PLOIEŞTI - proiecte majore de înmagazinare
Figura 21. Hartă proiecte DEPOGAZ PLOIEŞTI
8.2.1. Creşterea capacităţii de extracţie zilnică în cadrul Depozitului Bilciureşti - Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale-Bilciureşti
Proiectul are ca scop creşterea capacităţii actuale de extracţie de la 14 milioane mc/zi la circa 20 milioane mc/zi corelată şi cu o creştere a capacităţii de înmagazinare de 108 milioane mc/ciclu.
Pentru a nu perturba activitatea de înmagazinare gaze naturale, proiectul se implementează etapizat şi constă în următoarele:
Faza I:
● lucrări de modernizare pentru staţia de uscare grup 57 Bilciureşti - lucrări finalizate;
● lucrări de modernizare pentru staţia de uscare grup 101 Bilciureşti - lucrări finalizate;
● lucrări de construcţie a unei noi staţii de uscare la grupul 145 Bilciureşti, precum şi lucrări de reconfigurare şi modernizare a instalaţiilor tehnologice din depozit - lucrări finalizate 2021;
● lucrări de foraj pentru patru sonde şi lucrări de execuţie a instalaţiilor tehnologice de suprafaţă aferente acestor sonde - lucrări finalizate 2023;
● lucrări de modernizare a instalaţiilor tehnologice din incinta staţiei de comprimare Butimanu- lucrările se vor finaliza în Sem. I al anului 2024.
Faza II:
● colector Butimanu - Bilciureşti cu diametrul de 24" (DN 600 PN 150);
● modernizări instalaţii în cadrul grupurilor de înmagazinare gaze naturale Bilciureşti;
● modernizări 39 sonde de injecţie/extracţie;
● modernizare sistem răcire modul comprimare M3 Butimanu;
● conducta nouă (11 Km) transport gaze între depozit Bilciureşti şi staţia de comprimare de la Butimanu
● digitalizarea procesului de înmagazinare gaze naturale.
Date tehnice:- creşterea capacităţii de livrare zilnică a gazelor din depozitul Bilciureşti cu 6 milioane mc/zi obţinând o capacitate de extracţie zilnică totală de 20 milioane mc/zi;- pe ansamblul depozitelor operate de către Depogaz finalizarea proiectului va contribui la creşterea capacităţii zilnice de extracţie din depozite la nivel naţional cu circa 20%;- creşterea capacităţii de înmagazinare cu 108 milioane mc/ciclu obţinând o capacitate de înmagazinare totală de 1 418 milioane mc/ciclu.
Termen estimat de finalizare: anul 2027
Valoarea totală estimată a investiţiei: 156 milioane EURO, din care: faza I aproximativ 32,5 milioane Euro; faza II aproximativ 123,5 milioane Euro.
Proiectul a primit statut de proiect de interes comun, fiind inclus în cea de-a cincea Listă de proiecte de interes a Uniunii, aprobată prin Regulamentul delegat (UE) 2022/564 al Comisiei din 19 noiembrie 2021 de modificare a Regulamentului (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European şi al Consiliului în ceea ce priveşte lista proiectelor de interes comun a Uniunii2020/389, având numărul de referinţă 6.20.7.
Proiect cuprins în TYNDP 2022: UGS-F-311.
8.2.2. Creşterea capacităţii de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești
Proiectul are ca scop completarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale Ghercești pentru asigurarea condiţiilor de operare la capacitatea de 600 mil. mc/ciclu.
Proiectul constă în următoarele:
● staţie comprimare gaze;
● extindere instalaţii de uscare şi măsură gaze;
● modernizare 20 sonde de injecţie/extracţie;
● interconectare depozit înmagazinare gaze Ghercești cu SNT;
● instalare panouri fotovoltaice pentru producere energie electrică din surse regenerabile;
● instalare facilităţi pentru preparare agent termic din surse regenerabile pentru încălzire spaţii administrative şi tehnologice;
● introducerea de motoare "hydrogen ready", pentru acţionarea compresoarelor;
● digitalizarea proceselor de înmagazinare şi extracţie a gazelor naturale.
Date tehnice:- creşterea capacităţii de injecţie zilnică a gazelor cu 3 milioane mc/zi obţinând o capacitate de injecţie zilnică totală de 5 milioane mc/zi;- creşterea capacităţii de livrare zilnică a gazelor cu 3 milioane mc/zi obţinând o capacitate de extracţie zilnică totală de 5 milioane mc/zi;- creşterea capacităţii de înmagazinare cu 450 milioane mc/ciclu obţinând o capacitate de înmagazinare totală de 600 milioane mc/ciclu;- pe ansamblul depozitelor operate de către Depogaz finalizarea proiectului va contribui la creşterea capacităţii naţionale de înmagazinare cu circa 16% şi a capacităţii zilnice de extracţie din depozite la nivel naţional cu circa 10%;
Termenul estimat de finalizare: 2028.
Valoarea estimată a investiţiei este de 125 milioane Euro.
Proiect cuprins în TYNDP 2022: UGS-N-398.
8.2.3. Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni (Moldova)
Proiectul are drept scop dezvoltarea unui nou depozit de înmagazinare subterană în nord-estul României (regiunea Moldova), prin transformarea în depozit de înmagazinare subterană a unuia sau mai multor câmpuri depletate dintre următoarele: Pocoleni, Comăneşti, Todireşti sau Davideni.
Caracteristici:
● capacitate de aproximativ 200 mil. mc/ciclu;
● capacitate de injecţie de aproximativ 1,4 mil. mc/zi;
● capacitate de extracţie de aproximativ 2 mil. mc/zi.

Proiectul constă în următoarele:
● staţie comprimare gaze;
● instalaţii de uscare şi măsura gaze naturale;
● instalaţii tehnologice sonde injecţie/extracţie;
● foraj sonde de injecţie/extracţie;
● interconectare depozit înmagazinare gaze naturale cu SNT;
● stoc inactiv gaze naturale;
● instalare facilităţi pentru preparare energie electrica şi agent termic din surse regenerabile, pentru necesităţi administrative şi tehnologice;
● digitalizarea proceselor de înmagazinare şi extracţie a gazelor naturale.
Termenul estimat de finalizare: 2032.
Valoarea estimată a investiţiei este de 120 milioane Euro.
Proiect cuprins în TYNDP 2022: UGS-N-399
8.2.4. Creşterea capacităţii de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmăşel (Transilvania)
Proiectul are drept scop dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană existent de la Sărmăşel de la capacitatea de 900 mil. mc/ciclu la 1550 mil. mc/ciclu (o creştere cu 650 milioane mc/ciclu), creşterea capacităţii de injecţie cu 4 mil. mc/zi, la un total de 10 mil. mc/zi şi creşterea capacităţii de extracţie cu 4 mil. mc/zi, la un total de 11,5 mil. mc/zi.
Din punct de vedere tehnic proiectul constă în forarea unor sonde noi, realizarea unei infrastructuri de suprafaţă moderne, conforme cu cerinţele standardelor europene de siguranţă şi control, extinderea instalaţiilor de comprimare gaze, modernizarea şi optimizarea instalaţiilor de separare şi măsură fiscală existente.
Sistemul de injecţie/extracţie este conceput încât să asigure vehicularea fluxurilor de gaze naturale pentru injecţie/extracţie pe conducte colectoare dedicate fiecărui obiectiv.
Proiectul consta din extinderea instalaţiilor Depozitului de gaze Sărmăşel şi se desfăşoară etapizat:
Faza I:
● modernizare 12 sonde existente;
● foraj 6 sonde noi;
● instalaţii tehnologice de suprafaţă pentru 6 sonde.
Faza II:
● modernizare 15 sonde existente;
● realizare 8 grupuri tehnologice;
● 7,70 Km conducte aducţiune;
● 9,60 Km conducte colectoare;
● modernizare instalaţie de separare şi măsură (ISM);
● instalare facilităţi pentru producere energie electrică şi agent termic din surse regenerabile, pentru necesităţi administrative şi tehnologice;
● digitalizare a procesului de înmagazinare gaze naturale.
Faza III:
● foraj 32 sonde noi;
● 41 Km conducte aducţiune;
● 9,6 Km conducte colectoare;
● 3 unităţi de comprimare echipate cu gazomotocompresoare acţionate cu gaz natural în amestec cu până la 20% hidrogen;
● 2 instalaţii de uscare gaze cu TEG;
● extindere instalaţie de separare şi măsura (ISM);
● racord la Sistemul Naţional de Transport Gaze Naturale (SNT);
● extindere facilităţi pentru producere energie electrică şi agent termic din surse regenerabile, pentru necesităţi administrative şi tehnologice;
● extinderea digitalizării procesului de înmagazinare gaze naturale.
În urma implementării soluţiei tehnice rezultată în urma studiului de fezabilitate noua infrastructură proiectată va permite:
● creşterea capacităţii de înmagazinare de la capacitatea de 900 milioane mc/ciclu la 1550 milioane mc/ciclu;
● creşterea capacităţii de injecţie cu 4 milioane mc/zi, la un total de 10,5 milioane mc/zi şi creşterea capacităţii de extracţie cu 4 milioane mc/zi, la un total de 11,5 milioane mc/zi;
● pe ansamblul depozitelor operate de către Depogaz finalizarea proiectului va contribui la creşterea capacităţii naţionale de înmagazinare cu circa 23% şi a capacităţii zilnice de extracţie din depozite la nivel naţional cu circa 14%;energiei din surse regenerabile (panouri fotovoltaice) şi utilizarea tehnologiei LED pentru sistemele de iluminare interioare şi exterioare;
● proiectul contribuie la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră şi a emisiilor poluante, în contextul politicilor de decarbonizare, la nivel european şi a creşterii preţurilor certificatelor de emisie ETS în contextul politicilor adoptate deja de instituţiile europene. Prin implementarea proiectului, rolul gazelor naturale sau a celor provenite din surse regenerabile este aşteptat sa crească semnificativ;
● contribuţie la îndeplinirea regulii N-1 la nivel regional în conformitate cu Reglementarea EU 1938/2017. Implementarea proiectului asigură o creştere a indicatorului N-1 de la 106,3% până la 111,81%;
● reducerea dependenţei de importurile de gaze în timpul anotimpului rece.
Termenul estimat de finalizare: 2030.
Valoarea estimată a investiţiei este de 185 milioane Euro.
Proiect cuprins în TYNDP 2022: UGS-N-371.
8.2.5. Modernizarea infrastructurii de înmagazinare gaze naturale - Bălăceanca
Proiectul are ca scop utilizarea depozitului în regim multiciclu şi creşterea capacităţii de livrare zilnică a gazelor din depozitul Bălăceanca până la 1,6 milioane mc/zi. Pentru asigurarea unui grad sporit de siguranţă în exploatare şi completarea capacităţii infrastructurii de gaze naturale existentă este necesară modernizarea facilităţilor existente şi execuţia unor noi facilităţi de suprafaţă care vor prelua debitul suplimentar şi vor asigura flexibilitatea necesară utilizării depozitului în regim multiciclu.
Din punct de vedere tehnic proiectul constă în forarea unor sonde noi, modernizarea sondelor existente şi a infrastructurii de suprafaţă în conformitate cu cerinţele standardelor europene de siguranţă şi control, extinderea, modernizarea şi optimizarea instalaţiilor de comprimare, separare şi măsură fiscală existente.
Proiectul va consta din următoarele:- sistematizare colectoare aspiraţie/refulare, injecţie/extracţie gaze naturale;- extindere şi modernizare Staţie comprimare Bălăceanca;- extindere şi modernizare Staţie uscare cu TEG;- modernizare Panou măsură Bălăceanca;- modernizări în cadrul grupurilor de înmagazinare;- forajul şi echiparea a 3 sonde noi;- modernizarea sondelor vechi;- digitalizarea procesului de înmagazinare gaze naturale.
Finalizarea proiectului va contribui la flexibilizarea sistemului naţional de înmagazinare prin utilizarea depozitului în regim multiciclu crescând totodată şi gradul de utilizare a depozitului cu 200%.
Termenul estimat de finalizare: 2032.
Valoarea estimată a investiţiei este de 50 milioane Euro.
Proiect cuprins în TYNDP 2022: UGS-N-606
II. DEPOMUREŞ TÂRGU-MUREŞ - proiect major de înmagazinare
8.2.5. Unitate de stocare-Depomureş
Proiectul are ca scop retehnologizarea şi dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu-Mureş pentru îmbunătăţirea condiţiilor tehnice de înmagazinare în depozitul Târgu-Mureş şi implicit creşterea gradului de flexibilitate a serviciilor prestate, în special în contextul dinamicii actuale a pieţei gaziere.
Figura 22. Harta proiect înmagazinare Depomureş-Târgu-Mureş
Proiectul constă în retehnologizarea şi dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu-Mureş pentru îmbunătăţirea condiţiilor tehnice de predare - primire a gazelor la interfaţa depozit Târgu-Mureş - SNT, implicit creşterea gradului de flexibilitate a serviciilor prestate, în special în contextul dinamicii actuale a pieţei gaziere.
Proiectul constă în retehnologizarea şi dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu-Mureş, cu o capacitate actuală de 300 mil. mc. Proiectul de dezvoltare se desfăşoară etapizat (2 faze).
Obiectivele principale ale acestui proiect sunt:
(i) edificarea propriilor instalaţii de comprimare care să deservească depozitul Târgu Mureş atât la injecţia gazelor în depozit cât şi la extracţia acestora în vederea livrării în SNT;
(ii) creşterea flexibilităţii depozitului pe de o parte prin creşterea presiunii de livrare a gazelor din depozit la interfaţa cu SNT până la 35 bar, iar pe de altă parte prin creşterea capacităţii zilnice de injecţie şi extracţie până la cca. 3,5 mil. mc/zi după implementarea fazei 1 a proiectului, respectiv până la cca. 5 mil. mc/zi, după implementarea fazei a doua de dezvoltare, respectiv
(iii) creşterea volumului util al depozitului până la 400 mil. mc într-o primă etapă (Faza 1), respectiv până la 600 mil. mc într-o etapă ulterioară (faza 2).

Proiectul constă în principal din următoarele:
● staţie centrală de gaze (unităţi de comprimare, uscare gaze, panou comercial de măsurare gaze bidirecţional, facilităţi adiacente);
● colector nou de înmagazinare;
● modernizare instalaţii tehnologice de suprafaţă pentru creşterea presiunii de operare, sonde noi.
Implementarea proiectului va aduce o serie de avantaje atât la nivel naţional cât şi regional prin:- asigurarea securităţii energetice şi reducerea dependenţei de importul de combustibili fosili prin volumul util suplimentar- creşterea gradului de integrare a unei pieţe interne eficiente şi competitive prin reducerea şi prevenirea blocajelor de infrastructură legate de furnizarea gazelor, respectiv prin flexibilitatea sporită a serviciilor de înmagazinare gaze ce va contribui la creşterea lichidităţii pieţei, cu piaţa angro capabilă să ofere mai multă flexibilitate sistemului- interoperabilitatea reţelelor între graniţe şi sectoare prin contribuţia sa generală la creşterea capacităţilor de export gaze, respectiv la reducerea riscurilor de intermitenţă a energiei regenerabile- Susţinerea decarbonizării economiei şi promovarea eficienţei energetice prin contribuţia sa generală la tranziţia energetică şi echilibrarea capacităţilor semnificative de producţie de energie regenerabilă ce urmează a fi instalate în zona de Est a Europei.
Termenul estimat de finalizare: 2026 (faza I)

Faza 2 va putea fi demarată numai după finalizarea implementării Fazei 1.
Valoarea totală estimată a investiției: 37 milioane Euro (faza I).
8.3. Descoperirea de noi rezerve de gaze naturale pe teritoriul României
Exploatarea resurselor de hidrocarburi din Marea Neagră va contribui la asigurarea securității energetice a României. Cantitățile suplimentare de gaze naturale din Marea Neagră, alături de producția onshore, vor asigura atât acoperirea în integralitate a consumului intern de gaze naturale al României, cât și disponibilități de export prin integrarea pieței interne la piața regională și europeană.
Scenariul valorificării volumelor de gaze anunțate în zona Mării Negre de către companiile care au efectuat operațiuni de explorare, va aduce disponibilitatea unor volume semnificative de gaze naturale care vor reconfigura securitatea energetică nu numai a României, ci a întregii regiuni. Rezervele importante de hidrocarburi ale Mării Negre, împreună cu sursele de gaz din Bazinul Caspic, Asia Centrală, Orientul Mijlociu și Bazinul estic Mediteranean, ar putea avea un rol semnificativ pentru consolidarea securității energetice a Europei de Sud-Est și Centrale. Valorificarea resurselor din Marea Neagră și construcția infrastructurii de transport pentru preluarea acestora, pot asigura:- diversificarea surselor de alimentare cu gaze naturale a consumatorilor din România și din alte țări din regiune;- reducerea gradului de dependență față de importul de gaze din Federația Rusă;- transportul spre piața românească și spre alte piețe central-europene a gazelor naturale din Marea Neagră.
8.3.1. Neptun Deep
Neptun Deep este cel mai mare proiect de gaze naturale din Marea Neagră românească și primul proiect offshore de adâncime din România. Perimetrul Neptun Deep din Marea Neagră are o suprafață de 7.500 kmp și se află la o distanță de circa 160 km de țărm, în ape cu adâncimi cuprinse între 100 și 1.000 de metri. Neptun Deep va furniza un volum estimat de 100 bcm de gaze naturale, iar producția de la platou va fi de aproximativ 8 bcm anual, timp de aproape 10 ani.
Proiectul Neptun Deep din Marea Neagră avansează cu pași repezi, decizia finală de investiție fiind adoptată în data de 21.06.2023, de către OMV PETROM și ROMGAZ, astfel încât primele volume de gaze sunt așteptate în 2027. Se estimează că producția la platou va fi de aproximativ 8 miliarde metri cubi anual, timp de circa 10 ani.
OMV Petrom și Romgaz vor investi până la 4 miliarde de euro pentru faza de dezvoltare a proiectului, care va genera o producție de circa 100 miliarde de metri cubi de gaze naturale. Infrastructura necesară pentru dezvoltarea zăcămintelor offshore de gaze naturale Domino și Pelican Sud include 10 sonde, 3 sisteme de producție submarine și rețeaua de conducte colectoare asociate, o platformă offshore, conducta principală de gaze către Tuzla și o stație de măsurare a gazelor. Platforma își generează propria energie electrică, funcționând la cele mai înalte standarde de siguranță și protecție a mediului. Întreaga infrastructură va fi operată de la distanță, prin intermediul unei replici digitale (digital twin). Acesta permite optimizarea proceselor și va contribui la îmbunătățirea performanței de mediu, prin eficientizarea consumului energetic și reducerea emisiilor.*39)
*39) https://www.omvpetrom.com/ro/news/omv-petrom-si-romgaz-anunta-decizia-de-a-dezvolta-neptun-deep-cel-mai-mare-proiect-de-gaze-naturale-din-zona-romaneasc-a-marii-negre-
Aspecte-cheie estimate privind proiectul Neptun Deep:
● Investițiile totale pentru dezvoltare sunt estimate până la 4 mld. EUR, urmând a fi cheltuite în cea mai mare parte în perioada 2024-2026;
● Prima producție este așteptată în 2027;
● Producția de platou este estimată la aproximativ 140 mii bep/zi timp de aproape 10 ani;
● Volumele recuperabile estimate sunt în prezent de aproximativ 100 mld. metri cubi (~700 mil. bep);
● Costul unitar de producție este estimat la o medie de 3 USD/bep (pentru durata de viață a zăcământului);
● HSSE: se estimează că amprenta de carbon va fi mai bună decât valoarea de referință a industriei (la producția de platou, amprenta de carbon de aproximativ 2,2 kg CO_2/bep, semnificativ sub media industriei de 16,7 kg CO_2/bep conform IOGP). Expertiza și tehnologia și de ultimă generație vor permite producerea gazului natural în condiții de siguranță și într-un mod prietenos față de mediul înconjurător.*40)
*40) https://www.omvpetrom.com/ro/news/adhoc-report-omv-petrom-takes-the-final-investment-decision-for-the-neptun-deep-project-and-together-with-its-partner-romgaz-approves-the-development-plan
Proiectul Neptun Deep a înregistrat progrese importante*41):
*41) https://www.omvpetrom.com/ro/news/proiectul-neptun-deep-înregistrează-progrese-importante-peste-80-la-suta-din-valoarea-contractelor-de-execuție-a-fost-atribuita; https://www.omvpetrom.com/ro/activitățile-noastre/explorare-si-producție/neptun-deep
● a fost semnat contractul pentru platforma de foraj Transocean Barents
● Halliburton România va asigura serviciile integrate de foraj
● forajul este planificat să înceapă în 2025; primele cantități de gaze, în 2027
OMV Petrom, cea mai mare companie integrată de energie din sud-estul Europei, a continuat să facă progrese semnificative în implementarea proiectului Neptun Deep. Compania a semnat un acord cu o valoare estimată de 325 de milioane de euro pentru platforma de foraj semi-submersibilă Transocean Barents, pentru o perioadă minimă de un an și jumătate. În plus, a fost semnat un contract de aproximativ 140 de milioane de euro cu Halliburton România pentru servicii integrate de foraj. Acestea se adaugă contractului de 1,6 miliarde de euro anunțat anterior cu Saipem pentru instalațiile offshore, precum și altor contracte mai mici.
În mai 2024, la șantierul Saipem din Karimun, Indonezia, a început construcția pentru partea superioară a platformei off-shore.
În octombrie 2024, OMV Petrom a anunțat începerea lucrărilor de construcție pentru structura- suport din oțel a platformei de producție.
În noiembrie 2024, Transocean Barents, unitatea mobilă de foraj offshore, a ajuns în Constanța, România. Platforma a fost contractată pentru forarea sondelor de producție din proiectul Neptun Deep.
8.3.2. Proiectul MGD (Midia)
În data de 28 iunie 2022 a fost demarată oficial producția de gaze naturale din Marea Neagră, în cadrul Proiectul de Dezvoltare Gaze Naturale Midia (MGD) operaționalizat de compania Black Sea Oil & Gas (BSOG). În anul 2022 s-a estimat o producție de 0,5 miliarde de metri cubi de gaze, iar din 2023 producția va fi de aproximativ 1 miliard de metri cubi/an pentru următorii trei ani din cei zece ani de viață estimați pentru zăcămintele Ana și Doina.
Proiectul MGD este primul proiect nou de dezvoltare a gazelor naturale din platoul continental românesc al Mării Negre din ultimii 30 de ani și singurul proiect în dezvoltare aflat în derulare în prezent. Acesta constă în cinci sonde de producție (o sondă submarină la zăcământul Doina și patru sonde de producție la zăcământul Ana), o platformă de producție monitorizată și operată de la țărm, amplasată pe zăcământul Ana și o conductă submarină de 126 km care asigură transportul gazelor până la noua stație de tratare a gazelor. Gazele tratate sunt livrate în Sistemul Național de Transport la stația de măsurare a gazelor aflată în incinta stației de tratare.
8.4. Proiecte de reconversie a infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului*42)
*42) Transgaz - PDSNT 2024-2033
Proiectele presupun reconversia tronsoanelor de conducte de transport gaze naturale existente astfel încât sa fie asigurat transportul hidrogenului, inclusiv reconversia unor stații de comprimare gaze naturale.
Proiectele sunt:
1. Modernizarea conductei Isaccea - Jupa pentru transportul hidrogenului
2. Modernizarea conductei Giurgiu - Nădlac pentru transportul hidrogenului
3. Modernizarea conductei Marea Neagră - Podișor pentru transportul hidrogenului
4. Modernizarea conductei Onești - Ungheni pentru transportul hidrogenului
5. Modernizarea interconectării România - Serbia pentru transportul hidrogenului
6. Modernizarea conductei Coroi - Mediești Aurit pentru transportul hidrogenului
7. Modernizarea conductei Negru Vodă - Isaccea pentru transportul hidrogenului
8. Modernizarea conductei Vadu - T1 pentru transportul hidrogenului

Figura 23. Proiecte de reconversie a infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului
Sustenabilitatea proiectelor este confirmată de reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră în prima fază prin înlocuirea treptată a surselor de gaze fosile, de la H_2 cenușiu la H_2 verde la utilizatorii de H_2 existenți. De-a lungul traseelor gazoductelor, va exista posibilitatea de a conecta noi producători/consumatori de H_2, ceea ce contribuie, de asemenea, la cuplarea sectorială între sistemul de energie electrică și sistemele de transport al H_2.
Proiectele vor contribui la securitatea aprovizionării și la dezvoltarea concurenței între sursele interne și sursele diversificate de H_2 din import și vor fi benefice pentru prețul hidrogenului, menținând prețul hidrogenului la un nivel scăzut în funcție de variațiile cererii și ofertei. Integrarea Hidrogenului din surse regenerabile și cu emisii scăzute de carbon în sistemul de transport gaze naturale, răspunde Directivelor, Strategiilor și Acordurilor Europene în vigoare.
Termenul estimat de finalizare: 2040 - 2042
Valoarea totală estimată a investiției este de 1.605,7 milioane Euro.
8.5. Proiecte de dezvoltare culoare dedicate pentru transportul hidrogenului*43)
*43) Transgaz - PDSNT 2024-2033
Proiectele presupun realizarea unor noi conducte de transport hidrogen. Proiectele conectează viitoarele sisteme de hidrogen din Bulgaria, România și Ungaria și permite crearea pieței hidrogenului și comerțul transfrontalier cu hidrogen. Proiectele vor face parte din coridorul de hidrogen din Europa de Sud-Est (SEEHyC), care asigură livrări de hidrogen pe ruta Grecia- Bulgaria-România-Ungaria- Slovacia-Cehia-Germania către piața UE și va fi disponibil și flux invers.
Într-un sistem energetic integrat, hidrogenul sprijină decarbonizarea industriei, transporturilor și producerii de energie. Proiectul este aliniat cu strategia UE privind decarbonizarea prin reducerea emisiilor de CO_2, creând în același timp posibilitatea de conectare la viitoarea infrastructură de hidrogen a Europei.
Proiectele sunt:
1. Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Giurgiu-Podișor-Bibești-Jupa-Horia-Nădlac
2. Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Marea Neagră - Podișor.

Termenul estimat de finalizare: 2030
Valoarea totală estimată a investiției este de 3.336 milioane Euro.
9. OBLIGAȚIILE DE SERVICIU PUBLIC LEGATE DE SIGURANȚA FURNIZĂRII GAZELOR NATURALE
Obligațiile de serviciu public (definit ca activitatea de interes general în domeniul gazelor naturale, autorizată, și monitorizată de o autoritate publică), legate de securitatea aprovizionării cu gaze naturale, așa cum au fost stabilite în Legea nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare, sunt următoarele:
● Titularii de licențe de înmagazinare, transport, distribuție și furnizare a gazelor naturale și titularul licenței de operare a terminalului GNL

au obligaţia să îşi desfăşoare activităţile cu respectarea obligaţiilor stipulate în licenţele, respectiv autorizaţiile emise de ANRE, privind siguranţa, calitatea, continuitatea aprovizionării, eficienţa energetică, cu respectarea normelor de securitate şi sănătate a muncii şi de protecţie a mediului, precum şi a prevederilor din contractele directe cu clienţii, conform articolului 173, alineatul (1);
● ANRE poate stabili prin reglementările specifice obligaţii de serviciu public pentru fiecare activitate din sectorul gazelor naturale, aplicabile tuturor titularilor de licenţă, sau autorizaţii în mod transparent, echidistant şi nediscriminatoriu, conform articolului 173, alineatul (2).
Activitatea de transport al gazelor naturale constituie serviciu public de interes naţional, conform articolului 125, alineatul (1), iar activitatea de distribuţie a gazelor naturale, cu excepţia celei realizate prin sistemele de distribuţie închise, constituie serviciu public de interes general, conform articolului 135.
Suplimentar, măsurile corespunzătoare pentru protecţia clienţilor finali garantând, în special, protecţia adecvată a clienţilor vulnerabili sunt stipulate în Legea nr. 123/2012, cu modificările şi completările ulterioare, în special cele aplicabile unei pieţe a gazelor naturale liberalizată.
De asemenea, Legea nr. 123/2012, cu modificările şi completările ulterioare stipulează obligaţiile furnizorului de ultimă instanţă, atât pentru gaze naturale, cât şi pentru energia electrică (definit ca furnizorul desemnat de autoritatea competentă pentru a presta serviciul de furnizare în condiţii specifice reglementate), şi anume:
● are obligaţia de a asigura furnizarea gazelor naturale clienţilor finali, în conformitate cu reglementările ANRE, la preţuri reglementate de ANRE, conform articolului 144, alineatul (1);
● are obligaţia de a furniza, conform reglementărilor emise de ANRE, gaze naturale clienţilor finali al căror furnizor se află în situaţia de a i se retrage licenţa de furnizare în cursul desfăşurării activităţii sau în orice altă situaţie identificată de ANRE în care clienţii finali nu au asigurată furnizarea de gaze naturale din nicio altă sursă, conform articolului 144 alineatul (2).
10. CONSULTAREA CU PĂRŢILE INTERESATE
Având în vedere importanţa şi implicaţiile Planului de acţiuni preventive privind măsurile de garantare a securităţii aprovizionării cu gaze naturale a României şi, în special, a clienţilor protejaţi, Ministerul Energiei a supus proiectul Planului de acţiuni preventive unei consultări publice, în scopul colectării, de la părţile interesate, de propuneri, sugestii şi opinii cu valoare de recomandare cu privire la acest document.
Scopul consultării a vizat creşterea transparenţei procesului decizional şi a permis, în acelaşi timp, acumularea de informaţii utile, necesare dezbaterii unor aspecte de politici publice cu impact major pentru perioada 2021-2030.
Consultarea publică s-a derulat prin publicarea de către Ministerul Energiei, pe site-ul oficial al instituţiei, a anunţului privind iniţierea procesului de consultare publică cu privire la proiectul Planului de acţiuni preventive. Proiectul Planului de acţiuni preventive a fost anexat acestui anunţ de iniţiere a consultării publice.
Proiectul Planului de acţiuni preventive a fost transmis autorităţilor competente din cadrul statelor membre ale fiecărui grup de risc din care România face parte.
11. DIMENSIUNEA REGIONALĂ
11.1. Mecanismele dezvoltate pentru cooperare între Statele Membre
Aşa cum este prevăzut în articolul 3, alineatul (6) din Regulament, ca mijloc de consolidare a cooperării regionale se utilizează Sistemul Regional de Coordonare pentru Gaze (Sistemul ReCo pentru Gaze), înfiinţat de ENTSO-G, care este compus din grupuri permanente de experţi, pentru furnizarea de informaţii privind fluxurile de gaze, precum şi pentru furnizarea de expertiză tehnică şi operaţională între operatorii de transport şi de sistem, în situaţii de urgenţă la nivel regional sau la nivelul Uniunii.
Există trei echipe ReCo: nord-vest, est şi sud. Majoritatea Statelor Membre care fac parte din Grupul de risc Ucraina sunt incluse în cadrul echipei ReCo Est, care a fost lansată în Noiembrie 2017.
Aşa cum este menţionat în Regulament, Autorităţile Competente ale Statelor Membre din cadrul Grupurilor de risc trebuie să asigure un nivel corespunzător de schimb de informaţii şi de cooperare în caz de situaţie de urgenţă la nivel regional sau la nivelul Uniunii.
Operatorii de sisteme de transport cooperează şi schimbă informaţii, inclusiv privind fluxurile de aprovizionare cu gaze într-o situaţie de criză, utilizând Sistemul regional de coordonare pentru gaze şi, de asemenea, în consultările privind Planul de dezvoltare a reţelei europene de transport gaze naturale pe 10 ani (TYNDP).
11.2. Măsuri necesare pentru punerea în aplicare a principiului solidarităţii
Introducerea principiului solidarităţii, conform articolului 13 din Regulament, prin care se impune Statelor Membre conectate direct sau prin intermediul unei ţări terţe să adopte obligaţii de solidaritate şi să încheie acorduri tehnice, juridice şi financiare, pentru a putea lua măsuri pentru asigurarea aprovizionării cu gaze naturale pentru consumatorii vulnerabili, chiar şi în timpul celor mai severe situaţii de criză este necesar ca între autorităţile competente să existe, în avans, o relaţie de cooperare şi o înţelegere comună a gestionării nivelurilor de criză şi a măsurilor care ar trebui întreprinse, astfel încât gestionarea crizelor să poată fi realizată.
În acest sens, Ministerul Energiei a transmis autorităţilor competente din Statele Membre vecine un proiect de Acord privind măsuri de solidaritate pentru a asigura siguranţa aprovizionării cu gaze, proiect care, după finalizarea negocierilor, va fi supus aprobării Guvernului României.
12. CONCLUZII
Planul de acţiuni preventive a fost stabilit în conformitate cu prevederile Regulamentului. Planul descrie instrumentele disponibile pe piaţa gazieră din România, respectiv numai măsurile bazate pe piaţă, necesare pentru a asigura securitatea aprovizionării consumatorilor finali şi pentru a face faţă unor incidente neprevăzute.
La nivelul măsurilor preventive, se utilizează atât măsurile bazate pe piaţă axate pe cerere, cât şi cele axate pe ofertă. Măsurile nebazate pe piaţă nu sunt utilizate.
Măsurile bazate pe piaţă reprezintă o componentă esenţială a funcţionării normale a pieţei, dar acestea pot fi utilizate, totodată, în situaţiile de criză, care sunt descrise în Planul de urgenţă. Aceste măsuri bazate pe piaţă se pot realiza în cea mai mare măsură datorită faptului că infrastructura naţională de gaze naturale este dezvoltată şi că sursele de alimentare cu gaze sunt bine diversificate.
Structura fizică a Sistemului Naţional de Transport oferă posibilitatea identificării şi constituirii unor culoare de transport gaze naturale care să răspundă atât necesităţilor privind asigurarea alimentării cu gaze naturale a diferitelor zone de consum din ţară, cât şi necesităţilor privind transferul prin sistemul românesc a unor cantităţi de gaze naturale între sistemele ţărilor vecine, ca o cerinţă impusă de liberalizarea pieţelor gazelor naturale şi de reglementările europene.
În ceea ce priveşte sursele de aprovizionare interne, eventualele incidente care pot afecta procesul de producţie în amonte de SNT pot fi remediate în timp util fără impact semnificativ în furnizarea de gaze naturale către consumatorii finali. Procedurile interne ale producătorilor oferă o mai mare flexibilitate a aprovizionării, fiind disponibile mecanisme de redirecţionare/ compensare în cazul indisponibilităţii capacităţilor în perioada de intervenţie.
Sistemul de înmagazinare subterană a gazelor naturale din România este unul dintre elementele care contribuie la optimizarea utilizării infrastructurii de transport a gazelor naturale şi la echilibrarea sistemului, contribuie la crearea unui echilibru între consum şi producţia internă şi importuri şi la creşterea eficienţei SNT, ajutând în mod semnificativ la asigurarea aprovizionării cu gaze către clienţii finali în cazul întreruperii sau limitării alimentării cu gaze naturale. Producţia de energie electrică ar putea fi afectată de disfuncţionalităţile aprovizionării cu gaze naturale în România, deoarece producţia de energie electrică în centralele pe hidrocarburi (gaze naturale) reprezintă aproximativ 17% din producţia totală de energie electrică, iar perspectiva este creşterea acestei cote prin implementarea noii politici ecologice europene.
România are cea mai mare piaţă gazieră din regiune şi cea mai mică dependenţă de importuri, înregistrează 80% din producţia din regiune. Deşi există o scădere a producţiei interne de gaze naturale, România are încă un potenţial ridicat de producţie internă, cu posibilităţi de dezvoltare viitoare odată ce capacităţile de producţie din perimetrele din Marea Neagră vor începe să producă. Rezultatul obţinut în Evaluarea naţională a riscurilor pentru formula N-1, şi anume valoarea formulei N-1 este peste 100%, indică faptul că infrastructurile naţionale de gaze sunt dimensionate corespunzător pentru a acoperi cererea maximă din România
Planul descrie, de asemenea, obligaţiile întreprinderilor din domeniul gazelor naturale, stipulate în Legea nr. 123/2012, cu modificările şi completările ulterioare, care se aplică pieţei gaziere din România, pentru a se asigura că acestea utilizează instrumentele disponibile pentru asigurarea furnizării gazelor naturale în siguranţă către consumatorii finali şi în special către clienţii protejaţi. În concluzie, Sistemul de gaze din România este pro-activ în raport cu cerinţele Regulamentului (UE) 2017/1938 al Parlamentului European şi al Consiliului din 25 octombrie 2017 privind măsurile pentru protejarea securităţii aprovizionării cu gaze şi abrogarea Regulamentului 994/2010.

LISTA FIGURILOR:
Figura 1. Harta Sistemului Naţional de Transport Gaze Naturale
Figura 2. Reţeaua de distribuţie a gazelor naturale care acoperă judeţele din partea de nord a României
Figura 3. Reţeaua de distribuţie a gazelor naturale care acoperă judeţele din partea de sud a României
Figura 4. Componenţa grupului de risc Ucraina
Figura 5. Componenţa grupului de risc Transbalcanic
Figura 6. Harta punctelor transfrontaliere din Grupul de risc Transbalcanic
Figura 7. Componenţa grupului de risc Caspic
Figura 8. Harta punctelor de interconectare transfrontalieră ale SNT
Figura 9. Harta proiectelor majore din SNT
Figura 10. Harta Coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA) - Faza II
Figura 11. Harta Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la ţărmul Mării Negre
Figura 12. Harta Coridorului bidirecţional de transport gaze naturale Bulgaria-România-Ungaria- Austria
Figura 13. Harta Interconectării România-Serbia
Figura 14. Harta SNT în zona de Nord-Vest a României
Figura 15. Harta interconectării România-Bulgaria pe direcţia Giurgiu-Ruse
Figura 16. Harta SMG Isaccea 2 şi SMG Negru Vodă 2
Figura 17. Harta SMG Isaccea 3 şi Negru Vodă 3
Figura 18. Harta terminal GNL amplasat la malul Mării Negre
Figura 19. Harta terminal GNL amplasat la malul Mării Negre
Figura 20. Harta proiect EASTRING
Figura 21. Hartă proiecte DEPOGAZ PLOIEŞTI
Figura 22. Hartă proiect înmagazinare Depomureş-Târgu-Mureş
Figura 23. Proiecte de reconversie a infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului
LISTA TABELELOR:
Tabel 1. Infrastructura existentă a SNT
Tabel 2. Caracteristicile tehnice ale depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale

Tabel 3. Consumul final anual total de gaze
Tabel 4. Consumul de gaze naturale în perioada august 2022 - martie 2023
Tabel 5. Consumul de gaze naturale în perioada aprilie 2023 - martie 2024
Tabel 6. Structura consumului total de gaze naturale pe tipuri de clienţi finali
Tabel 7. Evoluţia producţiei de energie primară în România, pe tipuri de sursă
Tabel 8. Producţia internă de gaze naturale în România
Tabel 9. Import gaze naturale 2019-2023 în România
Tabel 10. Structura puterii instalate pe tipuri de combustibili
Tabel 11. Structura producţiei anuale de energie electrică în perioada 2017-2022
Tabel 12. Producţia naţională de energie electrică şi termică în cogenerare
Tabel 13. Capacitatea fermă medie a punctelor de interconectare între Statele Membre din Grupul de risc Ucraina (GWh/zi)
Tabel 14. Terminale de regasificare a GNL
Tabel 15. Capacitatea totală de stocare (TWh) şi capacitatea totală de stocare în comparaţie cu cererea în sezonul de încălzire
Tabel 16. Capacitatea de extracţie ca procent din volumul maxim util de gaze [%] pentru diferite niveluri de umplere (GWh/ zi)
Tabel 17. Producţia internă de gaze naturale a Statelor Membre din Grupul de risc Ucraina
Tabel 18. Rolul gazelor naturale în producţia de energie electrică a Statelor Membre din
Tabel 19. Capacitatea fermă şi întreruptibilă în punctele transfrontaliere din Grupul de risc Transbalcanic
Tabel 20. Capacitatea tehnică (fermă) a punctelor de intrare şi de ieşire din regiune începând cu anul 2022 în GWh/zi
Tabel 21. Capacitatea fermă medie a punctelor de interconectare între Statele Membre din Grupul de risc Caspic (GWh/zi)
Tabel 22. Terminale de regasificare a GNL
Tabel 23. Capacitatea totală de stocare (TWh) şi capacitatea totală de stocare în comparaţie cu cererea în sezonul de încălzire (%)
Tabel 24. Capacitatea de extracţie ca procent din volumul maxim util de gaze [%] pentru diferite niveluri de umplere (GWh/ zi)
Tabel 25. Producţia internă de gaze naturale a Statelor Membre din Grupul de risc Caspic
Tabel 26. Rolul gazelor naturale în producţia de energie electrică a Statelor Membre din Grupul de risc Caspic
Tabel 27. Calcularea formulei N-1 şi rezultatele
Tabel 28. Cererea maximă istorică (Dmax)
Tabel 29. Capacitatea tehnică (fermă) a punctelor de intrare şi ieşire din regiune în GWh/zi (2022)
Tabel 30. Parametrii utilizaţi pentru calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc Transbalcanic, fără Deff
Tabel 31. Parametrii utilizaţi pentru calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc Transbalcanic, cu Deff
Tabel 32. Formula N-1 pentru grupul de risc transbalcanic - toate cazurile
Tabel 33. Puncte de interconectare cu capacitate bidirecţională între statele membre ale Grupului de risc transbalcanic
Tabel 34. Calcularea formulei N-1 şi rezultatele
Tabel 35. Matricea riscurilor
Tabel 36. Caracteristicile conductelor de interconectare transfrontalieră la punctele de intrare din sistemele de transport din ţările vecine
Tabel 37. Ponderea clienţilor casnici în total consum
Tabel 38. Ponderea consumatorilor protejaţi în total consum*
Tabel 39 Ponderea consumatorilor protejaţi
Tabel 40 Valoarea consumului de gaze înregistrat în perioada
Tabel 41 Nivelul reducerii cererii în România Pentru perioada august 2022 - martie 2023
Tabel 42 Nivelul reducerii cererii în România Pentru perioada aprilie 2023 - martie 2024
Tabel 43. Măsuri bazate pe piaţă, axate pe cerere şi ofertă
Tabel 44. Rezumatul obligaţiilor întreprinderilor din domeniul gazelor naturale referitoare la funcţionarea în siguranţă a reţelei naţionale de gaze naturale
---