

PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE
privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze
naturale în România



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Cuprins

LISTĂ ACRONIME:	5
1. INTRODUCERE	6
2. DESCRIEREA SISTEMULUI DE GAZE NATURALE DIN ROMÂNIA	8
2.1. Descrierea funcționării rețelei de gaze naturale din România	8
2.1.1. Descrierea Sistemului Național de Transport gaze naturale	8
2.1.2. Operatorul Național de Transport și de Sistem	11
2.1.3. Sistemele de distribuție gaze naturale	12
2.1.4. Înmagazinarea subterană a gazelor naturale în România	12
2.1.5. Identificarea infrastructurilor-cheie relevante pentru siguranța furnizării	13
2.2. Consumul de gaze naturale în România	13
2.3. Producția de gaze naturale în România	15
2.4. Rolul gazelor naturale în producția de energie electrică	19
2.5. Rolul măsurilor de eficiență energetică și efectul acestora asupra consumului anual de gaze naturale	21
3. DESCRIEREA REȚELEI REGIONALE DE GAZE NATURALE PENTRU FIECARE GRUP DE RISC LA CARE PARTICIPĂ ROMÂNIA	23
3.1. Grupul de risc Ucraina	23
3.1.1. Descrierea funcționării rețelei de gaze în cadrul Grupului de risc Ucraina	23
3.1.2. Rolul instalațiilor de stocare relevante pentru Grupul de risc Ucraina, inclusiv accesul transfrontalier	25
3.1.3. Rolul producției interne de gaze naturale a Statelor Membre din Grupul de risc Ucraina	27
3.1.4. Rolul gazelor naturale în producția de energie electrică în cadrul Grupului de risc Ucraina	28
3.2. Grupul de risc Transbalcanic	29
4. REZULTATELE EVALUĂRII COMUNE A RISCURILOR	32
4.1. Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc Ucraina	32
4.1.1. Scenariile de risc evaluate	32
4.1.2. Concluzii	39
4.2. Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc Transbalcanic	40
4.2.1. Scenariile de risc evaluate	40
4.2.2. Concluzii	45
4.3. Evaluarea națională a riscurilor	46
4.3.1. Scenarii de risc privind aprovizionarea cu gaze naturale în România	46



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

4.3.2. Matricea riscurilor.....	47
4.3.3. Principalele concluzii.....	47
5. STANDARDUL PRIVIND INFRASTRUCTURA.....	50
5.1. Identificarea infrastructurii unice principale de gaze	50
5.2. Calculul formulei N-1 la nivel național.....	50
5.3. Capacitatea bidirecțională de transport.....	53
6. CONFORMITATEA CU STANDARDUL DE FURNIZARE	56
6.1. Definiția clienților protejați	56
6.2. Asigurarea furnizării de gaze naturale către clienții protejați.....	56
7. MĂSURI PREVENTIVE.....	59
7.1. Măsuri de prevenire a riscurilor identificate.....	59
7.2. Măsuri bazate pe piață axate pe cerere	60
7.2.1. Asigurarea disponibilității producătorilor de energie cu capacitate de utilizare combustibili alternativi și/sau surse regenerabile (centrale electrice pe gaze cu combustibili alternativi) de comutarea a combustibilului.....	60
7.2.2. Depozite comerciale – alocarea nediscriminatorie a capacităților de înmagazinare disponibile, în regim multiciclu	60
7.2.3. Facilitarea integrării în sistemul gazier a gazelor din surse regenerabile	60
7.2.4. Diversificarea surselor și a rutelor de aprovizionare cu gaze	61
7.2.5. Îmbunătățirea relevanței interconectărilor cu flux bidirecțional.....	61
7.2.6. Sinergia activităților de dispecerizare ale SNT și ale Sistemului Electroenergetic Național (SEN)	61
7.2.7. Utilizarea armonizată a contractelor pe termen lung și pe termen scurt, în ponderi adecvate stabilității pentru acoperirea cererii de gaze naturale.....	62
7.3. Măsuri bazate pe piață axate pe cerere	62
7.3.1. Investiții în dezvoltarea infrastructurii.....	62
7.3.2. Utilizarea contractelor de furnizare care pot fi întrerupte, bazate pe mecanisme de piață.....	62
7.3.3. Utilizarea capacităților de înmagazinare în asigurarea continuității în furnizarea de gaze naturale, inclusiv în creșterea flexibilității producției naționale	63
7.3.4. Furnizarea de gaze naturale în condiții de eficiență energetică	63
7.3.5. Creșterea ponderii gazelor regenerabile în activitățile de aprovizionare.....	63
7.4. Alte măsuri preventive.....	64
7.4.1. Asigurarea unor indicatori de performanță relevanți și îmbunătățirea sistemului de monitorizare a acestora	64
7.4.2. Menținerea unei infrastructuri funcționale și fiabile.....	64



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

7.4.3. Furnizarea de ultimă instanță a gazelor naturale	64
7.5. Măsuri nebazate pe piață	64
7.6. Impactul măsurilor.....	65
7.7. Obligațiile întreprinderilor din domeniul gazelor naturale.....	65
8. PROIECTE DE INFRASTRUCTURĂ.....	68
8.1 Proiecte de investiții pentru dezvoltarea SNT	68
8.2. Proiecte de investiții pentru dezvoltarea sistemului de stocare a gazelor naturale.....	76
9. OBLIGAȚIILE DE SERVICIU PUBLIC LEGATE DE SIGURANȚA FURNIZĂRII GAZELOR NATURALE.....	79
10. CONSULTAREA CU PĂRȚILE INTERESATE	80
11. DIMENSIUNEA REGIONALĂ.....	81
11.1. Calcularea formulei N-1 la nivelul Grupului de risc Ucraina	81
11.2. Calcularea formulei N-1 la nivelul Grupului de risc Transbalcanic.....	84
11.3. Mecanismele dezvoltate pentru cooperare între Statele Membre.....	92
11.4. Măsuri necesare pentru punerea în aplicare a principiului solidarității.....	93
12. CONCLUZII	94
LISTA FIGURILOR:	96
LISTA TABELELOR:	97



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

LISTĂ ACRONIME:

ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
ANRM	Autoritatea Națională de pentru Resurse Minerale
BRUA	Coridorul Bulgaria - Romania - 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
PNIESC	Proiectul Planulului 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



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

1. INTRODUCERE

Siguranța aprovizionării cu gaze naturale este responsabilitatea comună a întreprinderilor din sectorul gazelor naturale, a Statelor Membre și a Comisiei Europene.

În acest context 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 (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 art. 8 alin. (2) lit. 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 art. 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 art. 102 lit. l) și o) din Legea nr. 123/2012 energiei și gazelor naturale, 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 Regulament și a fost realizat în conformitate cu prevederile din art. 9, modelul din Anexa VI la Regulament și legislația națională în vigoare și cuprinde:

- 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 art. 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;



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

- 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.



2.1. Descrierea funcționării rețelei de gaze naturale din România

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 peste 13.600 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.

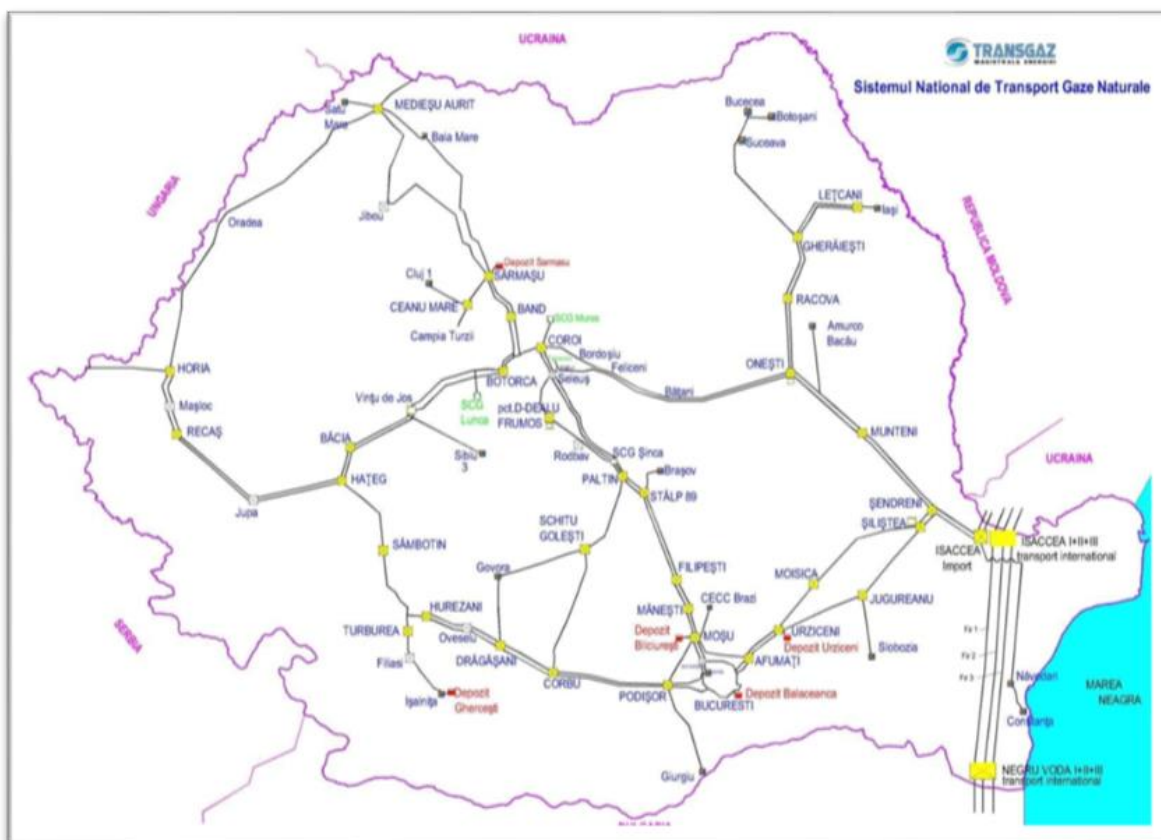


Figura 1. Harta Sistemului Național de Transport Gaze Naturale¹

¹Sursa: Transgaz S.A.

<https://transgaz.ro/ro/consultare-publica-planul-de-dezvoltare-sistemului-national-de-transport-gaze-naturale-pentru>, pag. 12.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Principalele componente ale Sistemului Național de Transport gaze naturale la 31.12.2020 sunt prezentate în Tabelul 1.

Tabel 1. Infrastructura existentă a SNT²

Componentele SNT	Valoare/ UM
Lungimea totală a conductelor magistrale și a racordurilor de alimentare cu gaze naturale, inclusiv conductele de transport internațional (Tranzit II, Tranzit III) și BRUA:	13.925 km, din care 369 km conductele de tranzit și 479 km BRUA
Numărul stațiilor de reglare măsurare (SRM) în exploatare:	1.1278 (1.233 direcții măsurare)
Numărul stațiilor de comprimare (SCG):	6 stații de comprimare (SCG Șinca, SCG Onești, SCG Siliștea, SCG Podișor, SCG Bibești și SCG Jupa)
Numărul stațiilor de comandă vane (SCV) și/sau a nodurilor tehnologice (NT):	58 stații de comandă vane/noduri tehnologice
Numărul stațiilor de măsurare a gazelor din import (SMG) (Giurgiu, Horia, Isaccea import, Negru Vodă IV, Medieșu Aurit, Isaccea Tranzit I, Negru Vodă I):	7 stații de măsurare a gazelor din import
Numărul stațiilor de măsurare amplasate pe conductele de tranzit gaze (SMG) (Isaccea Tranzit II, Isaccea Tranzit III, Negru Vodă II, Negru Vodă III):	4 stații de măsurare
Numărul stațiilor de protecție catodică (SPC):	1041 stații de protecție catodică
Numărul stațiilor de odorizare gaze (SOG):	982 stații de odorizare gaze
Diametrul conductelor::	între 50 mm și 1200 mm

²Sursa: Transgaz S.A.

<https://www.transgaz.ro/ro/clienti/sistemul-de-transport/infrastructura-snt>

<https://transgaz.ro/ro/consultare-publica-planul-de-dezvoltare-sistemului-national-de-transport-gaze-naturale-pentru>, pag. 12.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Presiunea de operare:	între 6 bar și 63 bar
-----------------------	-----------------------

Interconectări ale SNT cu alte sisteme de transport/operatorii sistemelor adiacente:

Numărul total al punctelor de interconectare:	11 puncte fizice de interconectare, după cum urmează: • Csanádpalota/FGSZ Ltd. (HU); • Negru Vodă I/Bulgartransgaz EAD (BG); • Negru Vodă II/Bulgartransgaz EAD (BG); • Negru Vodă III/Bulgartransgaz EAD (BG); • Medieșu Aurit/Ukrtransgaz (UA); • Isaccea I/Ukrtransgaz (UA); • Isaccea II/Ukrtransgaz (UA); • Isaccea III/Ukrtransgaz (UA); • Isaccea Import/Ukrtransgaz (UA); • Ungheni/Vestmoldtransgaz (MD); • Ruse-Giurgiu (BG-RO, RO-BG).
---	---

Interconectări ale SNT cu terminale GNL/operatorii sistemelor adiacente:

	Nu este cazul.
--	----------------

Interconectări ale SNT cu facilitățile de înmagazinare/operatorii sistemelor adiacente:

Numărul total al punctelor de intrare/ieșire:	6 puncte fizice de intrare/ieșire conectate la facilitățile de înmagazinare, după cum urmează: • Sărmaș/Filiala de Înmagazinare gaze naturale DEPOGAZ Ploiești S.R.L.; • Bălăceanca/ Filiala de Înmagazinare gaze naturale DEPOGAZ Ploiești S.R.L.; • Butimanu/ Filiala de Înmagazinare gaze naturale DEPOGAZ Ploiești S.R.L.; • Ghercești/ Filiala de Înmagazinare gaze naturale DEPOGAZ Ploiești S.R.L.; • Urziceni/ Filiala de Înmagazinare gaze naturale DEPOGAZ Ploiești S.R.L.; • Tg. Mureș/Depomureș S.A..
---	---

Aceste puncte fizice de intrare/ieșire nu sunt operate de Operatorul de Transport și de Sistem (OTS).

Interconectări ale SNT cu facilitățile de producție/producătorii:

Numărul total al punctelor de intrare:	131 puncte fizice de intrare, după cum urmează: • 77 puncte de intrare/S.N.G.N. Romgaz S.A.; • 36 puncte de intrare/OMV Petrom S.A.; • 13 puncte de intrare/Amromco Energy S.R.L.; • 1 punct de intrare/Raffles Energy S.R.L.; • 1 punct de intrare/Lotus Petrol S.R.L.; • 1 punct de intrare/Stratum Energy Romania LLC;
--	---



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

	• 1 punct de intrare/Hunt Oil Company of Romania S.A.; • 1 punct de intrare/Serinus Energy Romania S.A..
	Aceste puncte de intrare nu sunt operate de OTS.
Interconectări ale SNT cu sistemele de distribuție/operatorii sistemelor de distribuție:	
Numărul total al punctelor de ieșire:	894 puncte fizice de ieșire/32 operatori de sisteme de distribuție.
	Aceste puncte fizice de ieșire nu sunt operate de OTS.
Interconectări ale SNT cu consumatorii direcți/tip consumator direct:	
Numărul total al punctelor de ieșire:	225 puncte fizice de ieșire, după cum urmează: • 15 centrale electrice pe gaze; • 19 combinate industriale; • 167 consumatori comerciali; • 24 consumatori rezidențiali.
	Aceste puncte fizice de ieșire nu sunt operate de OTS.
Interconectări între facilitățile de producție cu sistemele de distribuție:	
Numărul total al punctelor de intrare/ieșire:	85 puncte fizice de intrare/ieșire pentru livrările directe de gaze naturale.
	Aceste puncte fizice de intrare/ieșire nu sunt operate de OTS.

2.1.2. Operatorul Național de Transport și de Sistem

Operatorul Național de Transport și de Sistem este Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. (denumită, în continuare, Transgaz S.A.), înființată în baza Hotărârii Guvernului nr. 334/2000, este persoană juridică română având forma juridică de societate comercială pe acțiuni și își desfășoară activitatea în conformitate cu legile române și cu statutul său.

Transgaz S.A., operatorul tehnic al SNT, implementează strategia națională privind transportul intern și internațional al gazelor naturale, dispecerizarea gazelor naturale, cercetarea și proiectarea în domeniul transportului gazelor naturale, cu respectarea cerințelor legislației europene și naționale, precum și operațiuni comerciale proprii obiectului său de activitate aprobate prin Actul Constitutiv.

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 Licenței de operare a sistemului de transport gaze naturale nr. 1933/20.12.2013, emisă de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE).



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

2.1.3. Sistemele de distribuție gaze naturale

Sistemul național de distribuție a gazelor naturale este format din conducte de distribuție a gazelor naturale și racorduri aferente acestora în lungime totală de peste 56.694³ km, din care peste 41.000 km sunt operate de doi mari operatori de distribuție care furnizează pentru mai mult de 100.000 de utilizatori, respectiv DELGAZ GRID S.A. și DISTRIGAZ SUD REȚELE S.R.L. și care alimentează peste 3,6 milioane consumatori.

2.1.4. Înmagazinarea subterană a gazelor naturale în România

Înmagazinarea subterană a gazelor naturale are un rol major în asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale, facilitând echilibrarea dintre consum și sursele de gaze (producție internă și 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 32,9905 TWh pe ciclu de înmagazinare, respectiv o capacitate de injecție de 269,470 GWh/zi și o capacitate de extracție de 344,100 GWh/zi, ale căror caracteristici tehnice sunt prezentate în Tabelul 2.

În prezent, pe piața de înmagazinare din România sunt activi doi operatori de sistem de înmagazinare:

- Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale DEPOGAZ Ploiești S.R.L., filială a S.N.G.N. Romgaz S.A., care deține licență pentru operarea a 5 depozite de înmagazinare subterană a gazelor naturale, a căror capacitate activă cumulată este de 29,836 TWh pe ciclu respectiv 90,4% din capacitatea totală de înmagazinare;
- DEPOMUREȘ S.A., care operează depozitul de înmagazinare subterană a gazelor naturale Târgu Mureș, cu o capacitate activă de 3,1545 TWh pe ciclu de înmagazinare care reprezintă 9,6% din capacitatea totală de înmagazinare.

Tabel 2. Caracteristicile tehnice ale depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale⁴

OPERATOR SISTEM DE ÎNMAGAZINAR E	DEPOZIT	CAPACITATEA ACTIVĂ		CAPACITATE DE INJEȚIE		CAPACITATE DE EXTRACȚIE	
		mil. m ³ /ciclu	TWh/ ciclu	mil. m ³ /zi	GWh/ zi	mil. m ³ /zi	GWh/ zi
Filiala de	Bilciurești	1.310	14,214	10,000	108,500	14,000	151,900

³Sursa: ANRE

Raport anual privind activitatea Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei 2019, pag. 203.

⁴ Source: site Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale DEPOGAZ Ploiești S.R.L.

<https://www.depogazploiesti.ro/en/activity/gas-storage>

site DEPOMUREȘ S.A.

http://www.depomures.ro/despre_depozit.php



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Înmagazinare Gaze Naturale DEPOGAZ Ploiești S.R.L.	Sărmășel	900	9,522	6,500	68,770	7,500	79,350
	Urziceni	360	3,953	3,000	32,940	4,500	49,410
	Ghercești	150	1,602	2,000	21,360	2,000	21,360
	Bălăceanca	50	0,545	1,000	10,900	1,200	13,080
DEPOMUREȘ S.A.	Târgu Mureș	300	3,1545	2,600	27,000	2,800	29,000
TOTAL		3.070	32,9905	25,100	269,470	32,000	344,100

2.1.5. Identificarea infrastructurilor-cheie relevante pentru siguranța furnizării

Structura fizică a SNT gaze naturale oferă posibilitatea identificării și constituirii unor culoare de transport gaze naturale care să răspundă atât necesităților privind asigurarea alimentării cu gaze naturale a diferitelor zone de consum din țară cât și necesităților privind transferul prin sistemul românesc a unor cantități de gaze naturale între sistemele țărilor vecine, ca o cerință impusă de liberalizarea piețelor gazelor naturale și de reglementările europene.

SNT gaze naturale din România este format în principal din culoare de transport și o rețea de transport gaze naturale care, deși extinsă și complexă, a fost concepută într-o perioadă în care accentul se punea pe aprovizionarea cu gaze naturale a marilor consumatori industriali, rețea, care urmează un proces continuu de dezvoltare realizat prin implementarea proiectelor de investiții incluse în Planul de dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale pe 10 ani al Transgaz S.A..

La identificarea proiectelor necesar a fi dezvoltate în SNT gaze naturale sunt luate în considerare principalele cerințe pe care aceste proiecte trebuie să le asigure în dinamica actuală a pieței regionale de gaze naturale.

Dezvoltările menționate mai sus sunt coroborate cu dezvoltarea sistemului de înmagazinare care are un rol complementar în susținerea securității, stabilității, optimizării și flexibilizării SNT gaze naturale.

2.2. Consumul de gaze naturale în România

Tabelul 3. prezintă principalele cifre privind consumul de gaze în România, respectiv consumul total anual și consumul total anual pe piața reglementată.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Tabel 3. Principalele cifre privind consumul de gaze în România⁵

Anul	Consum total anual [GWh]	Consum total anual pe piața reglementată [GWh]
2013	132.603	50.864
2014	127.608	43.786
2015	121.726	32.322
2016	124.110	35.185
2017	129.861	33.538
2018	129.525	31.977
2019	121.054	31.750
2020	121.070	19.820*

*Începând cu 1 iulie 2020, piața internă de gaze naturale a fost liberalizată total și pentru clienții casnici.

Tabelul 4. prezintă structura consumului total de gaze naturale pe tipuri de clienți, asigurat de furnizori, în anul 2019 și permite următoarele observații:

- consumul înregistrat a fost de aproximativ 113 TWh, din care aproximativ 78,81 TWh a reprezentat consumul noncasnic, iar 34,20 TWh consumul casnic;
- ponderea cantităților consumate de clienții casnici din totalul consumului final este de 30,26%, iar numărul acestor clienți reprezintă 94,54% din numărul total al clienților finali de gaze naturale;
- deși numărul clienților noncasnici reprezintă doar 5,46% din totalul clienților finali de gaze naturale, ponderea cantităților consumate de aceștia este de 69,74% din consumul final total.

Tabel 4. Structura consumului total de gaze naturale pe tipuri de clienți finali, în anul 2019⁶

Clienți finali	Număr clienți (contracte)	Pondere în total clienți [%]	Consum [TWh]	Pondere în total consum [%]
Clienți casnici	3.800.245	94,54	34,20	30,26

⁵Sursa: site ANRE

Rapoarte anuale privind activitatea Autorității de Reglementare în domeniul Energiei 2013-2020/Rapoarte lunare privind rezultatele monitorizării pieței de gaze naturale/ Rapoarte naționale.

⁶Sursa: ANRE

Raportul anual privind activitatea Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei 2019, pag. 138.

<https://www.anre.ro/ro/despre-anre/rapoarte-anuale>



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Clienți noncasnici	219.574	5,46	78,81	69,74
TOTAL	4.019.819	100	113,01	100

2.3. Producția de gaze naturale în România

Datorită rezervelor limitate de resurse de energie primară, producția internă de energie primară în România a rămas practic constantă la o valoare de aproximativ 31-36 milioane tone echivalent petrol (tep). Fără contribuția surselor de energie regenerabile, această valoare va scădea treptat în următorii ani.

În Tabelul 5. se prezintă evoluția producției de energie primară, pe tipuri de surse energetice, în România, în perioada 2014-2020 (primele 11 luni ale anului 2020) din care se evidențiază următoarele:

- gazele naturale au o pondere de aproximativ 27% în totalul producției de energie primară;
- evoluția producției de energie primară în România arată o tendință descrescătoare, producția totală din 2019 fiind cu aproximativ 11% mai mică decât cea înregistrată la nivelul anului 2014, aceeași scădere fiind înregistrată și în cazul gazelor naturale.

Tabel 5. Evoluția producției de energie primară în România, pe tipuri de sursă⁷

Surse primare de energie [mii tep]	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Surse totale din care:	32.221,2	32.873,6	33.162	34.291,4	34.585,1	35.264,1	28.473,6
Cărbune	4.903	5.235,2	4.738,5	5.164,7	4.809,9	4.330,3	2.755,8
Gaze naturale	9.121,2	8.722,1	8.672,6	9.282,1	9.494	10.194,9	8.124,9
Petrol	10.515,7	10.333,6	11.048,8	11.175,9	11.638	12.003,3	9.104,5
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
Alte surse convenționale	2.110,4	2.690,2	2.691,8	2.985,8	2.905,5	2.955,3	3.073,1

⁷ Sursa: site INS

<http://www.insse.ro/cms/en/tags/buletin-statistic-lunar>



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Produse petroliere importate							
------------------------------------	--	--	--	--	--	--	--

*Primele 11 luni ale anului.

Producția anuală de gaze naturale în România a scăzut de la 36,2 miliarde de metri cubi în 1986 (anul cu producția maximă) la 10 miliarde de metri cubi în 2019.

Conform datelor Agenției Naționale pentru Resurse Minerale (ANRM), situația resurselor și rezervelor geologice existente a fost următoarea (2015):

- resurse geologice: 703.227 miliarde metri cubi;
- rezerve dovedite: 101.370 miliarde de metri cubi.

Tabelul 6. prezintă producția internă de gaze naturale (producție curentă și înmagazinare) în România în perioada 2018-2020.

Producția internă de gaze naturale în 2019, care a intrat în consum, a înregistrat o scădere față de 2018, și anume a reprezentat aproximativ 78,00% din totalul surselor consumate, în timp ce în anul 2020 s-a înregistrat o creștere.

Tabel 6. Producția internă de gaze naturale în România⁸

Luna	Producția internă [MWh]	% Totalul surselor consumate	Producția internă [MWh]	% Totalul surselor consumate	Producția internă [MWh]	% Totalul surselor consumate
	2018		2019		2020	
Ianuarie	14.302.067,508	81,45	15.139.418,641	76,96	15.194.033,915	80,19
Februarie	13.556.216,348	83,22	12.347.443,584	79,72	11.950.963,274	79,82
Martie	12.574.446,701	78,83	10.441.578,232	83,98	10.166.012,813	81,65
Aprilie	6.863.810,044	99,81	7.784.260,303	86,37	6.870.723,290	81,17
Mai	6.032.372,677	99,88	5.317.963,205	86,42	5.087.443,637	78,35
Iunie	6.051.831,637	99,96	3.345.487,465	83,74	4.550.261,475	74,79
Iulie	5.587.916,676	95,94	3.980.103,546	74,54	5.087.514,972	77,18
August	5.546.094,181	90,49	4.064.958,624	68,65	5.061.946,333	76,18
Septembrie	5.977.256,609	90,31	4.437.576,850	68,88	5.666.367,695	83,50
Octombrie	8.466.072,868	92,79	6.599.951,774	71,27	7.621.052,027	89,89
Noiembrie	12.264.479,966	86,84	8.421.727,669	73,82	12.056.335,701	83,44

⁸ Sursa: site ANRE

<https://www.anre.ro/ro/gaze-naturale/rapoarte/rapoarte-piata-gaze-naturale>



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE
GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE
NATURALE ÎN ROMÂNIA

Decembrie	16.019.359,001	84,47	12.647.174,630	81,03	13.926.299,272	83,06
TOTAL	113.241.924,216	90,33	94.527.644,523	77,95	103.240.974,404	80,77

Importul de gaze naturale (import curent și extras din înmagazinare) livrat către consum în România în perioada 2016-2020 și o defalcare la nivelul surselor de import de gaze sunt prezentate în Tabelul 7. și Tabelul 8.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Tabel 7. Importul de gaze naturale în România⁹

Luna	Import (MWh)				
	2016	2017	2018	2019	2020
Ianuarie	1.029.066,620	3.853.722,531	2.747.261,768	4.260.647,167	3.397.402,070
Februarie	491.253,605	2.681.639,393	2.346.560,030	2.960.779,941	2.937.524,894
Martie	169.428,450	766.516,218	3.231.454,056	1.896.527,732	2.209.332,124
Aprilie	407.374,053	57.304,816	12.434,223	1.288.419,545	1.653.139,846
Mai	478.577,997	30.944,396	3.353,713	1.185.490,735	1.617.548,008
Iunie	406.009,106	45.990,604	4.061,515	1.479.598,285	1.844.852,562
Iulie	589.422,908	5.284,446	240.550,543	1.909.583,785	1.588.459,042
August	695.118,333	4.660,782	625.339,896	2.229.829,545	1.527.138,260
Septembrie	853.850,069	10.796,261	1.305.626,155	2.236.293,937	1.056.878,940
Octombrie	3.204.526,395	901.863,676	756.377,276	2.991.879,270	861.476,030
Noiembrie	3.439.669,802	1.263.414,294	1.828.398,298	2.857.726,144	1.994.207,720
Decembrie	4.175.255,764	3.220.576,323	3.120.928,140	3.493.356,090	2.460.768,370
TOTAL	15.939.553,102	12.842.713,740	16.222.345,613	28.790.132,176	23.148.727,866

Tabel 8. Importul de gaze naturale pe surse de origine¹⁰

Surse Import	2017		2018		2019		2020	
	UE [%]	Non UE Federația Rusă [%]	UE [%]	Non UE Federația Rusă [%]	UE [%]	Non UE Federația Rusă [%]	UE [%]	Non UE Federația Rusă [%]
Ianuarie	0,61	99,39	10	90	38,39	61,61	51,41	48,59

⁹Sursa: site ANRE

<https://www.anre.ro/ro/gaze-naturale/rapoarte/rapoarte-piata-gaze-naturale>

<https://www.anre.ro/ro/gaze-naturale/rapoarte/rapoarte-piata-gaze-naturale/rapoarte-anuale-de-monitorizare>

¹⁰Sursa: site ANRE

<https://www.anre.ro/ro/gaze-naturale/rapoarte/rapoarte-piata-gaze-naturale>

<https://www.anre.ro/ro/gaze-naturale/rapoarte/rapoarte-piata-gaze-naturale/rapoarte-anuale-de-monitorizare>



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Februarie	1,47	98,53	7,28	92,72	42,36	57,64	52,87	47,13
Martie	1,59	98,41	6,92	93,08	65,33	34,67	84,92	15,08
Aprilie	0	100	0	100	93,47	6,53	95,29	4,71
Mai	0	100	0	100	99,59	0,41	89,48	10,52
Iunie	0	100	0	100	99,69	0,31	97,27	2,73
Iulie	0	100	0	100	84,17	15,83	73,12	26,88
August	0	100	0	100	79,166	20,834	59,30	40,70
Septembrie	0	100	4,58	95,42	81,40	18,60	22,90	77,10
Octombrie	0	100	16,23	83,77	71,05	28,95	23,96	76,04
Noiembrie	1,45	98,55	17,06	82,94	56,59	43,41	26,02	73,98
Decembrie	1,50	98,50	30,91	69,09	35,68	64,32	35,25	64,75

2.4. Rolul gazelor naturale în producția de energie electrică

În anul 2019, producția totală de energie electrică din România s-a ridicat la 57,02 TWh, în scădere față de cea produsă în anul 2018, de 61,97 TWh. În același timp energia electrică livrată de respectivii producători în rețele a fost de aproximativ 53,63 TWh, în scădere cu aproximativ 8% comparativ cu cea livrată în anul precedent.

În Tabelul 9. se prezintă structura puterii instalate, în funcție de tipul de combustibil, din care se poate observa că procentul puterii instalate a centralelor electrice care utilizează hidrocarburi (gaze naturale și petrol) a scăzut de la 23,43% în 2017, la 15,65% în 2020.

Tabel 9. Structura puterii instalate pe tipuri de combustibili¹¹

Tip centrală	Puterea instalată [MW]							
	01.01.2017		01.01.2018		01.01.2019		01.01.2020	
Total din care:	24714*		24738*		24606*		20696**	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]

¹¹ Sursa: Transelectrica S.A., pag. 36.

https://www.transelectrica.ro/documents/10179/11109053/Planul+de+dezvoltare+a+RET+2020_2029.pdf/5524ca56-0166-4964-8bf9-b1d2cfadeea0



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Cărbune	6240	25,25	6240	25,22	6232	25,33	4787	23,13
Hidrocarburi	5792	23,43	5789	23,40	5656	22,99	3239	15,65
Nucleară	1413	5,72	1413	5,71	1413	5,74	1413	6,83
Hidro	6744	27,29	6761	27,33	6759	27,47	6704	32,40
Eoliană	3025	12,24	3030	12,25	3032	12,32	3024	14,61
Fotovoltaică	1371	5,55	1375	5,56	1382	5,61	1392	6,72
Biomasă	129	0,52	130	0,53	132	0,54	137	0,66

*Nu sunt incluse grupurile aflate în conservare și grupurile retrase din exploatare pentru o perioadă mai mare de un an care se află în reabilitare. Sunt incluse și grupurile aflate în probe tehnologice în vederea punerii în funcțiune.

**Putere instalată în capacitățile de producere a energiei electrice aflate în exploatare comercială (licențe valabile, în conformitate cu site-ul www.anre.ro).

În Tabelul 10. se prezintă structura producției anuale de energie electrică pe tip de combustibil, în GWh, în perioada 2015-2019, din care se poate observa că procentul de energie electrică produs din hidrocarburi (gaze naturale și petrol) a rămas aproape de o valoare de aproximativ 16%.

Tabel 10. Structura producției anuale de energie electrică în perioada 2015-2019¹²

Tip centrală	Producția de energie electrică [GWh]									
	2015	[%]	2016	[%]	2017	[%]	2018	[%]	2019	[%]
Nucleară	11638	17,74	11286	17,51	11509	18,05	11377	17,67	11270	18,93
Cărbune	18345	27,97	16091	24,96	17154	26,91	15869	24,65	13886	23,33
Hidrocarburi ¹³	9399	14,33	9960	15,45	10803	16,95	10941	17,00	9459	15,89
Hidro	16622	25,34	18272	28,34	14608	22,92	17783	27,62	15955	26,81
Eoliană	7062	10,76	6590	10,22	7403	11,61	6322	9,82	6773	11,38
Biomasă	529	0,81	453	0,70	401	0,63	312	0,49	398	0,67

¹²Sursa: Transelectrica S.A., pag. 43.

https://www.transelectrica.ro/documents/10179/11109053/Planul+de+dezvoltare+a+RET+2020_2029.pdf/5524ca56-0166-4964-8bf9-b1d2cfadeea0

¹³În conformitate cu Raportul anual privind activitatea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei 2019, gazele naturale reprezintă aproximativ 99% din hidrocarburi.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Fotovoltaic	2003	3,05	1820	2,82	1870	2,93	1771	2,75	1777	2,99
TOTAL	65598	100	64472	100	63748	100	64375	100	59518	100

În Tabelul 11. se prezintă producția națională de energie electrică și termică în cogenerare, din care se evidențiază faptul că procentul de energie electrică produs în cogenerare este de aproximativ 8,7% din producția totală națională în perioada 2014-2018, întrucât capacitățile maxime de energie electrică și termică în cogenerare din România în 2018 au fost următoarele: 4135 MW brut (electricitate) și 8838 MW net (căldură).

Tabel 11. Producția națională de energie electrică și termică în cogenerare¹⁴

Anul	Energie electrică total produsă în unități de cogenerare [TWh]	Energie electrică produsă în cogenerare [TWh]	Energie electrică produsă în cogenerare din total producție națională [%]	Energie termică utilă produsă în unități de cogenerare [PJ]
2014	10,7	6,1	9,4	55,4
2015	9,2	5,6	8,5	51,0
2016	8,9	5,29	8,2	45,9
2017	8,91	5,79	9,1	47,0
2018	7,91	5,39	8,4	47,2

2.5. Rolul măsurilor de eficiență energetică și efectul acestora asupra consumului anual de gaze naturale

Prin adoptarea în anul 2018 a Directivei (UE) 2018/2002 a Parlamentului European și a Consiliului din 11 decembrie 2018 de modificare a Directivei (UE) privind eficiența energetică (denumită, în continuare, *Directiva (UE) 2018/2002*) la nivelul Uniunii Europene a fost stabilit obiectivul privind îmbunătățirea eficienței 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 obligațiilor prevăzute la art. 7 din Directiva 2018/2002, România a decis să elaboreze și să implementeze măsuri și politici alternative care să încurajeze economiile de energie.

¹⁴ Sursa: ANRE

Raportul anual privind activitatea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei 2019, pag. 300.
<https://www.anre.ro/ro/despre-anre/rapoarte-anuale>



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

În consecință, pentru a garanta îndeplinirea obiectivului privind îmbunătățirea eficienței energetice (și a celorlalte obiective privind energia și clima la nivelul anului 2030, și anume reducerea emisiilor interne de gaze cu efect de seră cu cel puțin 40% până în 2030, comparativ cu 1990 și un consum de energie din surse regenerabile de 32% în 2030) fiecare Stat Membru a fost obligat să transmită Comisiei Europene un Proiect al Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) pentru perioada 2021-2030, prin care se stabilesc obiectivele și contribuțiile naționale la realizarea obiectivelor Uniunii Europene privind schimbările climatice.

Trebuie precizat că economiile noi de energie rezultate în urma aplicării măsurilor de politică de eficiență energetică, pentru anii 2021-2030, precum și contribuția României la obiectivul Uniunii Europene de eficiență energetică vor fi stabilite în Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice, care va fi aprobat prin hotărârea Guvernului.

Politicile și măsurile pe care România își propune să le adopte pentru realizarea Țintelor de consum au o sferă largă de aplicare și necesită, după caz, o perioadă mai lungă de confirmare a efectelor generate, datele disponibile în prezent nu permit nicio declarație fiabilă cu privire la ce măsuri de eficiență energetică vor afecta piața gazelor naturale. Din acest motiv, majoritatea efectelor consistente în sensul reducerii consumului de energie, se vor resimți începând cu anul 2025, când tendința reducerilor este în creștere, fiind influențată de efectele investițiilor realizate în perioada 2020 - 2025.

În contextul tranziției energetice, putem considera însă că gazele naturale reprezintă o sursă de energie care aduce deja o contribuție rapidă și eficientă prin, intermediul tehnologiilor disponibile și inovatoare, la valorificarea potențialului de eficiență energetică. Trebuie menționat 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

3.1. Grupul de risc Ucraina¹⁵

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

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



Figura 2. Componenta grupului de risc Ucraina

În 2017, consumul total de gaze naturale în Statele Membre care formează Grupul de risc Ucraina a fost de 243,69 mld. mc (2 673 TWh). Cel mai mare consum de gaze naturale în acest Grup de risc a fost înregistrat în Germania (74 mld. mc, adică 802 TWh), iar cel mai mic în Croația (0,11 mld. mc, adică 1,15 TWh).

¹⁵Sursa: Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc pentru furnizarea de gaze din est - Ucraina.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Tabelele 12. și 13. 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 12. Capacitatea punctelor de interconectare între Statele Membre din Grupul de risc
Ucraina
(MSm³/zi)**

	Ianuarie 2019	Ianuarie 2021
<i>Bulgaria</i>		
<i>Strandja/Malkoclar</i>	0	5,5
<i>Gueshevo/Jidilovo</i>	0	9,1
<i>TOTAL</i>	0	14,6
<i>Germania</i>		
<i>Bocholtz</i>	45,3	45,3
<i>Bocholtz-Vetschau</i>	1,3	1,3
<i>Bunde</i>	0,0	0,0
<i>Dornum</i>	68,5	68,5
<i>Ellund</i>	2,8	2,8
<i>Elten/Zevenaar</i>	46,6	46,6
<i>Emden EPT</i>	48,9	48,9
<i>Eynatten/Raeren/Lichtenbusch</i>	29,2	29,2
<i>Greifswald NEL</i>	64,1	64,1
<i>Greifswald Opal</i>	101,7	101,7
<i>Haanrade</i>	0,5	0,5
<i>Medelsheim</i>	0,0	0,0
<i>Oude Statenzijl H Gasunie</i>	5,6	5,6
<i>Oude Statenzijl H OGE</i>	6,2	6,2
<i>Oude Statenzijl L</i>	30,2	30,2
<i>RC Basel</i>	0,0	0,0
<i>RC Thayngen-Fallentor</i>	0,0	0,0
<i>Vreden/Winterswijk</i>	20,1	20,1
<i>TOTAL</i>	471,0	471,0
<i>Grecia</i>		
<i>Kipi (TR) / Kipi (GR)</i>	4,5	4,5
<i>Kipi (TAP)</i>	0	31,6
<i>TOTAL</i>	4,5	36,1
<i>Ungaria</i>		
<i>Beregdaróc 1400</i>	71,3	71,3
<i>Beregdaróc 800</i>	0	0



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

TOTAL	71,3	71,3
Italia		
<i>Mazara del vallo</i>	110,8	108,4
<i>Gela</i>	49,3	44,5
TOTAL	160,1	152,9
Luxemburg		
<i>GDLux (BE) / Bras Petange (LU)</i>	4,3	4,3
TOTAL	4,3	4,3
Polonia		
<i>Tietierowka</i>	0,7	0,7
<i>Kondratki</i>	104,7	104,7
<i>Wysokoje</i>	15,8	15,8
<i>Drozdovichi (UA) -Drozdowicze (PL)</i>	16,5	16,5
TOTAL	137,7	137,7
Slovenia		
<i>Uzhgorod (UA) - Velké Kapušany (SK)</i>	227,4	191,7
<i>Budince</i>	23,6	16,7
TOTAL	250,9	208,4
România		
<i>Ungheni</i>	0	0
<i>Isaccea (RO) - Orlovka (UA) I</i>	18,7	18,7
<i>Isaccea (RO) - Orlovka (UA) II</i>	26,9	26,9
<i>Isaccea (RO) - Orlovka (UA) III</i>	23,4	23,4
<i>Medieșu Aurit - Isaccea</i>	34,6	34,6
TOTAL	103,6	103,6

Tabel 13. Terminale de regasificare a GNL

MSm ³ /zi	Ianuarie 2019 & 2021
Grecia	13,2
Italia	51,9
Polonia	14,4

3.1.2. Rolul instalațiilor de stocare relevante pentru Grupul de risc Ucraina, inclusiv accesul transfrontalier

Capacitatea activă totală de stocare subterană a gazelor naturale în 2017 în Statele Membre care formează Grupul de risc Ucraina a fost de 59,1 mld. mc (648 TWh). Cea mai mare capacitate de stocare a gazelor naturale s-a înregistrat în Germania, aproximativ 24 mld. mc (263 TWh), cu



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

mențiunea că Grecia, Luxemburg și Slovenia nu au infrastructură pentru înmagazinarea gazelor naturale.

În Tabelele 14. și 15. se prezintă date privind instalațiile de stocare relevante pentru Grupul de risc Ucraina, după cum urmează:

- capacitatea de stocare (volumul total și volumul util de gaze) și accesul transfrontalier;
- capacitatea zilnică maximă de extracție la diferite niveluri de completare a stocurilor, respectiv 100% și 30% și cererea excepțional de mare de gaze (care apare cu o probabilitate statistică de o dată la 20 de ani).

Tabel 14. Capacitatea de stocare (total și volum util) și accesul transfrontalier

2018	Capacitate de stocare [GSm ³]			Acces transfrontalier
	Volum util	Rezervă strategică	Total	
Austria	5.744	-	5.744	da
Bulgaria	0.141	0.509	0.65	permis
Croația	0.532	-	0.532	da
Republica Cehă	3.121	-	3.121	indisponibil
Germania	25.339	-	25.339	-
Grecia	-	-	-	-
Ungaria	5.130	1200	6.330	da
Italia	13.065	4.62	17.685	permis
Luxemburg	-	-	-	-
Polonia	3.1504	-	3.1504	-
România	3.070	-	3.070	permis
Slovacia	3.495	-	3.495	da
Slovenia	-	-	-	-
TOTAL	62.922	6.329	69.116	

**Tabel 15. Capacitatea maximă zilnică de extracție pentru niveluri diferite de umplere în
comparație cu cererea maximă**

(MSm³/ zi)

	2019			2021		
	Nivel de umplere 100%	Nivel de umplere 30%	Cerere de gaze	Nivel de umplere 100%	Nivel de umplere 30%	Cerere de gaze
Austria	66,4	44,4	55,3	66,4	44,4	55,3
Bulgaria	4,2	2,9	18,2	4,2	2,9	20,3
Croația	5,8	3,2	16,6	5,8	3,2	16,6
Republica Cehă	59,1	41,0	68,2	59,1	41,0	68,2



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Germania	612,4	479,3	474,8	612,4	479,3	474,8
Grecia	-	-	20,1	-	-	21,1
Ungaria	78,6	68	77,4	78,6	69,5	89,5
Italia	263,2	171,8	443,0	291,3	190,8	438,0
Luxemburg	-	-	4,8	-	-	4,8
Polonia	51,5	40,7	86,7	51,5	40,7	97
România	29,0	-	72,0	29,0	-	72,0
Slovacia	52,61	39,5	45,1	52,61	39,5	34,7
Slovenia	-	-	4,9	-	-	6,1
TOTAL	1.222,81	890,80	1.387,10	1.250,91	911,3	1.398,40

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

Producția totală de gaze naturale în Grupul de risc Ucraina în 2017 a fost de 33,61 mld. mc (369 TWh), ceea ce reprezintă aproximativ 13,8% din consumul total de gaze naturale din acest grup. Cea mai mare producție a fost înregistrată în România (11,18 mld. mc, adică 122,67 TWh), în timp ce cea mai mică a fost înregistrată în Grecia și Slovenia (8 mil. mc, sau 87,8 GWh). În Tabelul 16. se prezintă producția națională a Statelor Membre din Grupul de risc Ucraina aferentă anilor 2019 și 2021, care evidențiază o ușoară tendință de scădere.

Tabel 16. Producția internă de gaze naturale a Statelor Membre din Grupul de risc Ucraina

Producția [MSm³/zi]	2019	2021
Austria	3,4	3,4
Bulgaria	0,6	1,1
Croația	3,5	3,5
Republica Cehă	0,5	0,4
Germania	26,2	26,2
Grecia	-	-
Ungaria	4,8	3,6
Italia	15,5	18,9
Luxemburg	-	-



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Polonia	7,2	7,2
România	29,5	25,7
Slovacia	0,2	0,3
Slovenia	-	-
TOTAL	91,4	90,2

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

Consumul total de gaze naturale utilizat pentru producția de energie electrică în 2016 în cadrul Grupului de risc Ucraina a fost de 65,65 mld. mc (720 TWh). Cea mai mare utilizare a gazelor naturale în producerea energiei electrice în 2016 s-a înregistrat în Italia de 27,76 mld. mc (305 TWh), iar cea mai mică în Luxemburg 92 mil. mc (1 009 GWh). O sinteză privind rolul gazelor naturale în producția de energie electrică a statelor membre din Grupul de risc Ucraina se prezintă în Tabelul 17.

Tabel 17. Rolul gazelor naturale în producția de energie electrică a Statelor Membre din Grupul de risc Ucraina

Grupul de Risc Ucraina (BG, CZ, DE, EL, HR, IT, LU, HU, AT, PL, RO, SI, SK)												
Gaz natural 2016, % din consumul intern brut	Energie Primară	Importuri	Înmagazinare – schimbări ale stocurilor	Exporturi	Consumul intern brut	Centrale termice	Centrale pentru încălzire - Termoficare	Consumul final de energie	Industrie	Transport	Alte sectoare	Sectorul rezidențial - casnic
AT	13,57%	165,11%	0,65%	79,33%	100,00%	23,39%	3,87%	64,40%	37,96%	3,58%	22,86%	16,79%
BG	2,85%	96,54%	0,69%	0,09%	100,00%	23,05%	7,72%	48,87%	34,24%	8,56%	6,07%	2,19%
CZ	2,57%	95,71%	1,72%	0,00%	100,00%	11,75%	8,81%	75,31%	28,72%	0,78%	45,81%	28,41%
DE	9,31%	116,04%	2,13%	27,48%	100,00%	21,63%	3,13%	74,53%	27,71%	0,63%	46,18%	14,77%
EL	0,27%	99,22%	0,51%	0,00%	100,00%	63,99%	0,00%	30,02%	15,79%	0,54%	13,68%	9,43%
HR	63,08%	48,43%	3,40%	14,91%	100,00%	20,21%	2,72%	47,48%	16,44%	0,17%	30,87%	21,46%
HU	17,80%	90,00%	3,32%	11,12%	100,00%	15,94%	6,83%	69,99%	16,42%	0,60%	52,97%	35,05%
IT	8,16%	92,06%	0,08%	0,30%	100,00%	39,15%	0,00%	57,23%	14,40%	1,90%	40,93%	29,44%
LU	0,00%	99,34%	0,00%	0,00%	100,00%	10,90%	0,42%	88,67%	39,21%	0,00%	49,46%	31,01%
PL	24,28%	83,27%	-2,66%	4,89%	100,00%	10,13%	1,39%	63,04%	23,31%	2,61%	37,12%	23,69%
RO	86,41%	13,06%	0,54%	0,01%	100,00%	27,21%	2,57%	57,77%	23,14%	0,01%	34,62%	25,40%
SI	0,61%	99,39%	0,00%	0,00%	100,00%	11,09%	3,19%	84,87%	58,93%	0,40%	25,54%	16,30%
SK	1,97%	92,85%	5,19%	0,00%	100,00%	10,46%	6,10%	65,75%	20,39%	3,64%	41,73%	27,42%
Total	14,23%	99,17%	1,04%	14,44%	100,00%	26,35%	2,45%	65,34%	22,73%	1,43%	41,17%	22,09%

3.2. Grupul de risc Transbalcanic¹⁶

Grupul de risc Transbalcanic include: Bulgaria, România și Grecia.

România, Bulgaria și Grecia sunt considerate ca o „singură zonă”. Esențiale pentru acest grup de risc sunt cele 5 puncte de intrare (PI sau EP – varianta în limba engleză) (vezi Figura 3.) care conectează regiunea cu țări din afara regiunii:

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



Figura 3. Harta punctelor transfrontaliere din Grupul de risc Transbalcanic

¹⁶Sursa: Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc Transbalcanic.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Tabelul 18. prezintă date principale privind rețeaua de gaze naturale în cadrul Grupului de risc Transbalcanic, respectiv capacitatea fermă și întreruptibilă a punctelor transfrontaliere pentru fiecare Stat Membru.

Tabel 18. Capacitatea fermă și întreruptibilă în punctele transfrontaliere din Grupul de risc Transbalcanic¹⁷

Stat Membru	Punct de inetrconectare	Direcție	Capacitate fermă (Întreruptibilă) [M(S)m ³ /zi]	Presiune minimă de livrare [bar-g]
Grecia	Kulata (BG)/Sidirokastron (EL)	BG -> EL	11.40	47.75
		EL -> BG	4.33*	40
	Kipi	TR -> EL	4.54**	50
România	Orlovka (UA) – Isaccea I (RO)	UA -> RO	18.76	48
	Către Romania	UA-> dRO	23.60	36
	Orlovka (UA) – Isaccea II (RO)	UA -> RO	26.93	50
	Orlovka (UA) – Isaccea III (RO)	UA -> RO	23.43	50
	Tekovo (UA) – Medieșu Aurit - Isaccea (RO)	UA -> RO	10.98	
	Csanádpalota (HU) – Arad (RO)	HU -> RO	4.80	
		RO -> HU	0.24 (4.80)	
	Ungheni (MO) – Iași (RO)	RO -> MD	0.12	
	Ruse (BG) – Giurgiu (RO)	RO -> BG	0.15	40
		BG -> RO	3.00	40
	Negru Voda I	RO -> BG	17.44	31.5
	Negru Voda II	RO -> BG	26.93	38
	Negru Voda III	RO -> BG	23.43	38
Bulgaria	Negru Voda 1(RO)/Kardam (BG)	RO -> BG	19.92	31.5
	Negru Voda 2, 3 (RO)/Kardam (BG)	RO -> BG	57.25	38
	Kulata (BG)/Sidirokastron (GR)	BG -> EL	10.882 (0.147)	47.75
		EL -> BG	4.42 (0.59)	40
	Strandzha (BG)/Malkoclar (TR)	BG -> TR	44.35	50
	Kyustendil (BG)/Zidilovo (MK)	BG -> MK	2.53	40

¹⁷Sursa: Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc Transbalcanic; DESFA, Transgaz, Bulgartransgaz, 2019.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Ruse (BG)/Giurgiu (RO)	RO -> BG	0.15	30
	BG -> RO	4.47 (0.732)	30
Punct de transfer dintre NGTN și GTNTT ***	Tranzit -> BG	3.93 (1.96)	
	BG -> Tranzit	1.96 (3.93)	

***Echivalent cu 4.1 M(N)m³/zi.**

****Înainte de ianuarie 2019 doar 2.27 M(S)m³/zi, unde să fie considerat disponibil.**

*****Capacitate totală care poate fi utilizată la o singură împărțire la ambele
interconexiuni în SMG Lozenets și SMG Ihtiman**

Valorile privind consumul de gaze naturale și producția națională de gaze naturale a Statelor Membre incluse în Grupul de risc Transbalcanic sunt integrate în descrierea Grupului de risc Ucraina.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

4. REZULTATELE EVALUĂRII COMUNE A RISCURILOR

Conform prevederilor art. 7 alin. (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 și Transbalcanic.

4.1. Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc Ucraina¹⁸

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

Conform prevederilor art. 7 din Regulament, evaluarea comună a riscurilor evaluează toți factorii de risc relevanți, cum ar fi dezastrele naturale, riscurile tehnologice, comerciale, sociale, politice și de altă natură, care ar putea duce la materializarea riscului transnațional major pentru securitatea aprovizionării cu gaze pentru fiecare Stat Membru din grupul de risc.

Grupul de risc Ucraina a identificat surse relevante de risc cu efect transfrontalier în fiecare țară și a distribuit tabele comune de definiții pentru a clasifica probabilitatea și impactul unui factor de risc. Sinteza și analiza tuturor acestora au furnizat matricea de risc finală.

4.1.1. Scenariile de risc evaluate

În cadrul Evaluării comune a riscurilor au fost analizate 8 scenarii de întrerupere a aprovizionării cu gaze naturale, care sunt prezentate în Tabelul 19.

¹⁸Sursa: Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc pentru furnizarea de gaze din est Ucraina. Planul de acțiuni preventive și Planul de urgență a Grupului de risc pentru furnizarea de gaze din est Ucraina.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE
GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE
NATURALE ÎN ROMÂNIA

Tabel 19. Rezumatul scenariilor selectate pentru Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc Ucraina

Scenariul	Varianta	Nume	Descriere	Durată eveniment (zile)	Perioadă	Cerere	Nivel SGU	GNL disponibil	Import Norvegia	Import Federația Rusă	Import Algeria	Import Ucraina	Tranzit către Balcani
S 01	a	Înterupere coridor Ucraina	Cazul N-1: înterupere Uzhgorod (UA) – Velke Kapusany (SK)	7	Început februarie	1 – 20 Ziua a 7 a cerere de vârf	Început februarie	Capacitate la ieșire 100% pentru 4 zile și la 75% pentru 3 zile	√	√	√	!	√
	b		Înterupere puncte de interconectare cu UA	14	Început februarie	1 – 20 Ziua a 14 a cerere de vârf	Început februarie	Capacitate la ieșire 100% pentru 4 zile și la 75% pentru 3 zile, timpul pentru următorul transport urmează să fie stabilit	√	√	√	X	!
	c		Înterupere puncte de	30	Început februarie	1 – 20 Ziua	Început februarie	Capacitate la ieșire	√	√	√	X	!



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE
GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE
NATURALE ÎN ROMÂNIA

			interconectare cu UA		e	30 cerere de vârf		100% pentru 4 zile și la 75% pentru 3 zile, timpul pentru următorul transport urmează să fie stabilit					
S 02	a	Înterupere coridor Ucraina - sezon rece	Cazul N-1: înterupere Uzhgorod (UA) – Velke Kapusany (SK)	7	A doua săptămâ nă din martie	Ziua a 7 a cerere de vârf	A doua săptămână din martie	Capacitate la ieșire 100% pentru 4 zile și la 75% pentru 3 zile	√	√	√	!	√
	b		Înterupere puncte de interconectare cu UA	14	A doua săptămâ nă din martie	Ziua a 14 a cerere de vârf	A doua săptămână din martie	Capacitate la ieșire 100% pentru 4 zile și la 75% pentru 3 zile, timpul pentru următorul	√	√	√	X	!



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE
GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE
NATURALE ÎN ROMÂNIA

								transport urmează să fie stabilit					
S 03	a	Înterupere export Rusia către UE	Înteruperea aprovizionării g.n. din Rusia	14	Început februari e	1 – 20 Ziua a 14 a cerere de vârf	Început februarie	Capacitate la ieșire 100% pentru 4 zile și la 75% pentru 3 zile, timpul pentru următorul transport urmează să fie stabilit	√	X	√	X	!
	b			30	Început februari e	Ziua 30 cerere de vârf	Început februarie	Capacitate la ieșire 100% pentru 4 zile și la 75% pentru 3 zile, timpul pentru următorul transport urmează	√	X	√	X	!



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE
GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE
NATURALE ÎN ROMÂNIA

								să fie stabilit					
S 04		Înterupere Baugarden	Înterupere stație flux g.n.	7	Început februarie	Ziua a 7 a cerere de vârf	Început februarie	Capacitate la ieșire 100% pentru 4 zile și la 75% pentru 3 zile, timpul pentru următorul transport urmează să fie stabilit	✓	✓	✓	✓	✓
S 05		Înterupere Lanzhot	Înterupere stație flux g.n.	7	Început februarie	Ziua a 7 a cerere de vârf	Început februarie	Capacitate la ieșire 100% pentru 4 zile și la 75% pentru 3 zile, timpul pentru următorul transport urmează să fie stabilit	✓	✓	✓	✓	✓



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE
GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE
NATURALE ÎN ROMÂNIA

S 06		Înterupere Oberkappel	Înterupere stație flux g.n.	7	Început februari e	Ziua a 7 a cerere de vârf	Început februarie	Capacitate la ieșire 100% pentru 4 zile și la 75% pentru 3 zile, timpul pentru următorul transport urmează să fie stabilit	√	√	√	√	√
S 07		Înterupere Isaccea (RO) – Orlovka (UA)	Înterupere stație flux g.n.	7	Început februari e	Ziua a 7 a cerere de vârf	Început februarie	Capacitate la ieșire 100% pentru 4 zile și la 75% pentru 3 zile, timpul pentru următorul transport urmează să fie stabilit	√	√	√	√	√
S 08		Înterupere aprovizionare	Înterupere aprovizionare	30	Început februari	1 – 20 Ziua	Început februarie	Media BAU	√	√	X	√	√



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE
GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE
NATURALE ÎN ROMÂNIA

		Algeria	Algeria (g.n. și GNL)		e	30 cerere de vârf		pentru ultimii 3 ani					
--	--	---------	--------------------------	--	---	-------------------------	--	----------------------------	--	--	--	--	--

√ mereu disponibil **X** nu e disponibil ! cu limitări



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

4.1.2. Concluzii

Analizele efectuate indică faptul că Bulgaria și Grecia, precum și într-o măsură mai mică, România sunt expuse la întreruperi în aprovizionarea cu gaze naturale din Ucraina.

Grupurile de risc pentru furnizarea de gaze din est din care face parte și Grupul de risc Ucraina (în conformitate cu Anexa 1 la Regulament) s-au concentrat pe aprovizionarea cu gaze din Ucraina, după ce au luat în considerare infrastructura și standardele de aprovizionare, definiția clienților protejați pentru fiecare Stat Membru implicat și rezultatele analizei GEMFLOW ale evaluării riscurilor. În urma evaluării se concluzionează că:

- infrastructura și standardele în materie de furnizare de gaze sunt suficient acoperite la nivel de grup. Prin utilizarea „formulei N - 1 la nivel regional” s-a demonstrat că capacitatea tehnică a infrastructurilor de gaze este suficientă pentru a satisface cererea globală de gaze a statelor membre implicate, în cazul perturbării infrastructurii principale unice de gaze și a întregului număr de infrastructuri care leagă Ucraina de grupul Statelor Membre;
- Simularea GEMFLOW arată că România (într-o măsură mai mică), Bulgaria și Grecia (în principal ambele) sunt foarte expuse la disfuncționalitățile în materie de furnizare care afectează ruta ucraineană: se presupune că acestea au o cerere rămasă neacoperită în scenariile S.01 - b, S.01 - c, S.02 - b, S.03 - a, S.03 - b și, într-o măsură mai mare, S.07. Chiar dacă există mai multe analize de scenarii care oferă posibilitatea de a face față situațiilor dificile, S.01 - c este cel mai provocator scenariu atât pentru cerere, cât și pentru disponibilitatea flexibilității capacității de transport, întrucât se ia în considerare eșecul tuturor punctelor transfrontaliere cu Ucraina pe o durată de 30 zile, la începutul lunii februarie. Simularea prevede o situație de criză pentru punctele de interconectare (PI) către și din Germania, Slovacia și Ungaria (rata de utilizare a PI de la 90% la 100%) și o posibilă cerere rămasă neacoperită către România (-3%), Bulgaria (-78%) și Grecia (-38%). O altă situație care trebuie menționată se referă la scenariul S.03 - a unde, presupunând o oprire a fluxului de gaze din toate coridoarele de aprovizionare din Rusia, pe o durată de 14 zile, la începutul lunii februarie, Bulgaria, Grecia și România au o cotă foarte mare de cerere de gaze rămasă neacoperită, dar, în același timp, alte câteva State Membre suferă situații de criză de furnizare importante, chiar dacă simularea nu evaluează un procent semnificativ de cerere de gaze rămasă neacoperită, ci doar cantități mici de cerere rămasă neacoperită. Cel mai dificil scenariu referitor la consumul de gaze de stocare este S.03 - b, o oprire a fluxului de gaze din toate coridoarele de aprovizionare din Rusia pentru o durată de 30 de zile, la începutul lunii februarie, Scăderea nivelului inițial al stocului este în medie, de aproximativ cu 13,5 GSm³. Cele mai mari valori de cerere de gaze rămasă neacoperită înregistrate pentru acest scenariu sunt de 11% pentru Polonia, 7% pentru România, 99% pentru Bulgaria și 47% pentru Grecia.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

4.2. Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc Transbalcanic¹⁹

Grupul de risc Transbalcanic include: Bulgaria, Grecia și România.

Valorile capacității infrastructurii transbalcanice sunt integrate în descrierea Grupului de risc Ucraina.

4.2.1. Scenariile de risc evaluate

Cele două scenarii analizate în Grupul de risc Transbalcanic sunt următoarele:

- Prima abordare: Capacitatea tehnică a infrastructurii de gaze naturale (EPm) cuprinde cantitatea totală de gaze care intră în regiune, fără a lua în considerare faptul că o parte din această cantitate de gaze este destinată doar tranzitului;
- A doua abordare: Din cantitatea totală de gaze care intră în regiune, cantitatea de gaze de tranzit este redusă din formula N-1, adică aprox. 47 M(S)m³/zi.

În Tabelul 20. se prezintă rezumatul scenariilor de risc selectate pentru evaluare (perioada de referință pentru toate scenariile este 1 februarie la 07:00 a.m.).

¹⁹ Sursa: Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc Transbalcanic.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Tabel 20. Rezumatul scenariilor de risc pentru Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc Transbalcanic

Scenariu	Caz	Nume	Descriere	Durată [zile]	Cerere (1-în-20)	GNL disponibilitate[inventar / încărcătură nouă]	România	Import Ucraina	Tranzit N. Macedonia	Tranzit Turcia
S.1	a	Întrerupere coridor Ucraina	Întrerupere Negru Voda I	7	7	60% / 6 zile	E*	L**	D	D
	b		Întrerupere Negru Voda II-III (Oprirea fluxurilor în amonte SC Lozenets)	7	7	60% / 6 zile	E	L	N	N
	c		Întrerupere Negru Voda II-III (Oprirea fluxurilor în aval CS Lozenets)	7	7	60% / 6 zile	E	L	N	D
	d		Întrerupere Ucraina (pentru pericol natural sau terorism). Punctul de ieșire din România și tranzitul către Bulgaria și Grecia sunt compromise.	30	30	60% / 6 zile	E	N	N	N
S.2	a	Întrerupere export	Toate punctele transfrontaliere legate de coridorul de	14	14	60% / 6 - 10 zile	nE	N	N	N
	b	Rusia către UE	aprovizionare din Ucraina nu sunt disponibile.	30	30	60% / 6 - 10 zile	nE	N	N	N
S.3	a	Întrerupere coridor Ucraina și indisponibilitatea	Cazul S1.a și USG Chiren nu este disponibil timp de 7 zile. Ambele evenimente încep în același timp.	7 (7)#	7	60% / 6 zile	nE	L	D	D
	b	UGS Chiren	Cazul S1.d și USG Chiren nu este disponibil timp de 7 zile. Ambele evenimente încep în același timp.	30 (7)	30	60% / 6 zile	Ne	N	N	N
S.4	a	Întrerupere export Rusia către UE și	Cazul S2.a și USG Chiren nu este disponibil timp de 7 zile. Ambele evenimente încep în același timp.	14 (7)	14	60% / 6 - 10 zile		N	N	N



**PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE
GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE
NATURALE ÎN ROMÂNIA**

S.5	b	indisponibilitatea UGS Chiren	Cazul S2.b și USG Chiren nu este disponibil timp de 7 zile. Ambele evenimente încep în același timp.	30 (7)	30	60% / 6 - 10 zile		N	N	N
	a.a	Înterrupere coridor Ucraina Și probleme privind disponibilitatea GNL	Cazul S1.a și reducerea cu 50% a capacității de expediere GNL din motive tehnice sau întârzieri de marfă. Terminalul GNL este afectat din ziua a 2 a la 7:00 până în ziua a 5 a la 7:00.	7 (3)	7	60% / 6 zile		L	D	D
	a.b		Cazul S1.b și reducerea cu 50% a capacității de expediere GNL din motive tehnice sau întârzieri de marfă. Terminalul GNL este afectat din ziua a 2 a la 7:00 până în ziua a 5 a la 7:00.	7 (3)	7	60% / 6 zile		L	N	N
	a.c		Cazul S1.c și reducerea cu 50% a capacității de expediere GNL din motive tehnice sau întârzieri de marfă. Terminalul GNL este afectat din ziua a 2 a la 7:00 până în ziua a 5 a la 7:00.	7 (3)	7	60% / 6 zile		L	N	D
	a.d		Cazul S1.d și reducerea cu 50% a capacității de expediere GNL din motive tehnice sau întârzieri de marfă. Terminalul GNL este afectat din ziua a 2 a la 7:00 până în ziua a 5 a la 7:00.	30 (3)	30	60% / 6 zile		N	N	N
S.5	b.a	Înterrupere coridor Ucraina Și probleme privind disponibilitatea GNL	Cazul S1.a și întreruperea conductei Megara - Patima (o întrerupere de cinci zile). Terminalul GNL este afectat din ziua a 2 a la 7:00 până în ziua a 7 a la 7:00	7 (5)	7	60% / 6 zile		L	N	N
	b.b		Cazul S1.b și întreruperea conductei Megara - Patima (o întrerupere de cinci zile). Terminalul GNL este afectat din ziua a 2 a la 7:00 până în ziua a 7 a la 7:00	7 (5)	7	60% / 6 zile		L	N	N
	b.c		Cazul S1.c și întreruperea conductei Megara - Patima (o întrerupere de cinci zile). Terminalul GNL este afectat din ziua a 2 a la 7:00 până în ziua a 7 a la 7:00	7 (5)	7	60% / 6 zile		L	N	D
	b.d		Cazul S1.d și întreruperea conductei Megara - Patima	30 (5)	30	60% / 6 zile		N	N	N



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

			(o întrerupere de cinci zile). Terminalul GNL este afectat din ziua a 2 a la 7:00 până în ziua a 7 a la 7:00							
	c.a		Cazul S1.a și indisponibilitatea GNL (cauzate de întreruperea conductelor de conectare scufundate) timp de 30 de zile. Evenimentul începe după 12 ore.	7 (30)	30	60% / 6 zile		L	D	D
	c.b		Cazul S1.b și indisponibilitatea GNL (cauzate de întreruperea conductelor de conectare scufundate) timp de 30 de zile. Evenimentul începe după 12 ore.	7 (30)	30	60% / 6 zile		L	N	N
	c.c		Cazul S1.c și indisponibilitatea GNL (cauzate de întreruperea conductelor de conectare scufundate) timp de 30 de zile. Evenimentul începe după 12 ore.	7 (30)	30	60% / 6 zile		L	N	D
	c.d		Cazul S1.d și indisponibilitatea GNL (cauzate de întreruperea conductelor de conectare scufundate) timp de 30 de zile. Evenimentul începe după 12 ore.	30 (30)	30	60% / 6 zile		N	N	N
S.6	a.a	Întrerupere export Rusia către UE Și probleme privind disponibilitatea GNL	Cazul 2.a și reducerea cu 50% a capacității de expediere GNL din motive tehnice sau întârzieri de marfă. Terminalul GNL este afectat din ziua a 2 a la 7:00 până în ziua a 5 a la 7:00.	14 (3)	14	60% / 6 - 10 zile		N	N	N
	a.b		Cazul 2.a și întreruperea conductei Megara - Patima (o întrerupere de cinci zile). Terminalul GNL este afectat din ziua a 2 a la 7:00 până în ziua a 7 a la 7:00	14 (5)	14	60% / 6 - 10 zile		N	N	N
	a.c		Cazul 2.a și indisponibilitatea GNL (cauzate de întreruperea conductelor de conectare scufundate) timp de 30 de zile. Evenimentul începe după 12 ore.	14 (30)	30	60% / 6 - 10 zile		N	N	N
	b.a		Cazul 2.b și reducerea cu 50% a capacității de expediere GNL din motive tehnice sau întârzieri de marfă. Terminalul GNL este afectat din ziua a 2 a la 7:00 până în ziua a 5 a la 7:00.	30 (3)	30	60% / 6 zile		N	N	N
	b.b		Cazul 2.b și întreruperea conductei Megara - Patima (o întrerupere de cinci zile). Terminalul GNL este afectat din ziua a 2 a la 7:00 până în ziua a 7 a la 7:00	30 (5)	30	60% / 6 zile		N	N	N



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

b.c		Cazul 2.b și indisponibilitatea GNL (cauzată de întreruperea conductelor de conectare scufundate) timp de 30 de zile. Evenimentul începe după 12 ore.	30 (30)	30	60% / 6 zile		N	N	N
		* E pentru export la Ruse (BG) – Giurgiu (RO) și nE pentru nu export; ** D: dA; N: nU; L: cu limitări; # Durata celui de-al doilea eveniment al scenariului de risc.							



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Scenariile de risc pot fi reclasificate pe baza matricei de risc (a se vedea Tabelul 21.), care oferă o imagine de ansamblu a scenariilor de risc.

Table 21. Matricea de risc care descrie clasificarea scenariilor de risc pe baza scalelor de severitate și de probabilitate selectate²⁰

		Severitate				
		Nesemnificativ sau Neglijabil	Minor sau Scăzut	Moderat sau Notabil	Major sau Sever	Catastrofic
Probabilitate	Aproape sigur (foarte înalt)					
	Probabil (înalt)					
	Posibil (în medie sau mediu)			S.1.c		S.2.a, S.2.b S.6.a.a, S.6.b.a
	Improbabil (scăzut)		S.1.a	S.1.b, S.5.a.c		S.4.a, S.4.b S.6.a.b, S.6.b.b
	Rar (foarte scăzut)		S.5.a.a, S.5.b.a, S.5.a.b	S.5.c.a		S.1.d, S.3.a, S.3.b S.5.a.d, S.5.b.b, S.5.b.c S.5.b.d, S.5.c.b, S.5.c.c S.5.c.d, S.6.a.c, S.6.b.c

4.2.2. Concluzii

România este direct afectată în scenariile de risc S.1.d, S.2.a și S.2.b, împreună cu toate combinațiile relevante de la S.3 la S.6. În scenariul de risc S.1.d și combinații, s-a presupus că România oferă sprijin Bulgariei prin interconectorul Ruse (BG) - Giurgiu (RO) pentru solidaritate.

Evaluarea scenariilor de risc demonstrează flexibilitatea limitată a sistemului regional la diversificarea redusă a punctelor de intrare și la conectivitatea intra-regională scăzută între sistemele naționale de transport.

Proiectele de infrastructură care vizează creșterea și diversificarea punctelor de intrare în regiunea Transbalcanică vor reduce substanțial impactul majorității scenariilor de risc selectate.

²⁰ Sursa: Joint Research Centre (Comisia Europeană) 2019.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

4.3. Evaluarea națională a riscurilor

Conform analizelor efectuate, în cazul apariției 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.

4.3.1. 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 Federația Rusă către Uniunea Europeană). În situația în care achizițiile de gaze naturale din import sunt limitate sau oprite, în timpul iernii, în perioadele de frig crescut, deficitul de gaze naturale poate ajunge la aproximativ 10-17 mil. mc/zi. Este necesar să se definească mecanismul de piață și cadrul contractual privind întreruptibilitatea voluntară/garantată, asigurând echilibrul SNT.

Scenariu 2: Perturbări din motive tehnice (Defecțiuni tehnice ale SNT/depozitelor de înmagazinare a gazelor naturale), în sezonul rece, al livrării în SNT a unei cantități 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 așteaptă ca un volum de aproximativ 10-17 mil. mc/zi să nu poată fi acoperit în cazul limitării/încetării aprovizionării cu gaze naturale din Federația Rusă. Pentru acest scenariu este, de asemenea, necesar să se definească mecanismul de piață și cadrul contractual privind întreruptibilitatea voluntară/garantată, pentru a compensa deficitul de gaze naturale.

Scenariu 3: Condiții meteo extreme (Dezechilibre sursă-consum) - temperaturi foarte scăzute, în timpul sezonului rece, pe intervale mari de timp, de cel puțin 7-8 zile. Din experiența din anii trecuți, într-o astfel de perioadă sunt incluse și țările implicate în exportul și tranzitul de gaze naturale în România. Astfel, cantitățile de gaze naturale importate sunt substanțial diminuate, ceea ce duce - din nou - la necesitatea definirii mecanismului de piață și a cadrului contractual privind întreruptibilitatea voluntară/garantată, pentru a compensa deficitul de gaze naturale, respectiv cantități de aproximativ 10-17 mil. mc/zi.

Scenariu 4: Dezechilibre majore pe una dintre principalele direcții de transport ale SNT (Sistare pe direcțiile de transport din Federația Rusă): un mecanism de piață și un cadru contractual privind întreruptibilitatea voluntară/garantată vor trebui definite, rezultând astfel, la nivelul întregului SNT, o listă cu consumatori întreruptibili delimitați pe zone susceptibile să fie afectate de dezechilibrul unei direcții de consum.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

4.3.2. Matricea riscurilor

Matricea riscurilor este modalitatea adecvată de a reprezenta rezultatele unei evaluări calitative. Pe axa x sunt reprezentate clasele de probabilități, iar pe axa y sunt reprezentate clasele de consecințe.

Tabelul 22. prezintă matricea riscurilor care descrie clasificarea scenariilor de risc pe baza scalelor de impact și de probabilitate selectate, pe baza scenariilor de risc identificate și analizate în riscurile regionale comune.

Tabel 22. Matricea riscurilor

		Probabilitate				
		Foarte scăzută	Scăzută	Medie	Mare	Foarte mare
Impact	Minor					
	Scăzut					
	Notabil				Dezechilibre în activitatea de înmagazinare a gazelor naturale	
	Sever		Defecțiuni tehnice ale SNT	Sistare pe direcțiile de transport din Federația Rusă	Încetarea aprovizionării cu gaze naturale din Federația Rusă către UE	
	Foarte Sever					

4.3.3. Principalele concluzii

Structura fizică a Sistemului Național de Transport oferă posibilitatea identificării și constituirii unor culoare de transport gaze naturale care să răspundă atât necesităților privind asigurarea alimentării cu gaze naturale a diferitelor zone de consum din țară cât și necesităților privind transferul prin sistemul românesc a unor cantități de gaze naturale între sistemele țărilor vecine, ca o cerință impusă de liberalizarea piețelor gazelor naturale și de reglementările europene.

Prin implementarea programelor de investiții, Transgaz S.A. a generat un grad sporit de flexibilitate în operarea rețelei naționale de transport a gazelor naturale prin creșterea nivelului de echilibrare și a limitelor de funcționare funcție de Line Pack de la 40 bar la 63 bar, în vederea asigurării preluării gazelor naturale extrase din perimetrele de producție și din surse importate pentru a acoperi cererea participanților la piața internă.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

În ceea ce privește sursele de aprovizionare interne, eventualele incidente care pot afecta procesul de producție în amonte de SNT pot fi remediate în timp util (în termen de 48 de ore, timpul mediu pentru restabilirea situației 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 redirectionare/ compensare în cazul indisponibilității capacităților în perioada de intervenție.

Sistemul de înmagazinare subterană a gazelor naturale din România este unul dintre elementele care contribuie la optimizarea utilizării infrastructurii de transport a gazelor naturale și la echilibrarea sistemului, contribuie la crearea unui echilibru între consum și producția internă și importuri și la creșterea eficienței SNT, ajutând în mod semnificativ la asigurarea aprovizionării cu gaze către clienții finali în cazul întreruperii sau limitării alimentării cu gaze naturale.

Riscurile asociate activității de înmagazinare subterană a gazelor naturale (injecție și extracție) sunt în principal de natură comercială, din cauza dezvoltării surselor actuale de aprovizionare la preț competitiv care ar putea duce la circumstanțe 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 creșterea capacității zilnice de extracție și utilizarea depozitelor în regim multi-ciclu.

Producția de energie electrică ar putea fi afectată de disfuncționalitățile aprovizionării cu gaze naturale în România, deoarece producția de energie electrică în centralele pe hidrocarburi (gaze naturale) reprezintă aproximativ 16% (a se vedea Tabelul 10.) din producția totală de energie electrică iar perspectiva este creșterea acestei cote prin implementarea noii politici ecologice europene.

România are cea mai mare piață gazieră din regiune și cea mai mică dependență de importuri, înregistrează 80%²¹ din producția din regiune. Deși există o scădere a producției interne de gaze naturale, România are încă un potențial ridicat de producție internă, cu posibilități de dezvoltare viitoare odată ce capacitățile de producție din perimetrele din Marea Neagră vor începe să producă.

În ceea ce privește SNT, riscurile tehnice nu pot avea un efect decisiv în declanșarea unei crize a aprovizionării cu gaze naturale. Operatorul de transport și de sistem Transgaz S.A. deține toate metodele și procedurile de intervenție la timp, astfel încât timpul mediu pentru restabilirea alimentării cu gaze naturale în regiunea afectată este de 48 de ore. „Sensibilitatea” SNT este cauzată în principal de factori externi, în special pe direcțiile de import din Federația Rusă, precum și de factori de stres determinați de evenimente meteorologice.

Rezultatul obținut pentru formula N-1, și anume $N - 1 = 112,4\% > 100\%$, arată că, în cazul perturbării infrastructurii principale unice de gaze, capacitatea infrastructurii rămase va putea furniza cantitatea necesară de gaze pentru satisfacerea cererii de gaze din regiune într-o zi cu o cerere excepțional de mare de gaze naturale (care apare cu o probabilitate statistică de o dată la 20 de ani).

În concluzie, faptul că valoarea formulei N - 1 este peste 100%, indică faptul că infrastructurile naționale de gaze sunt dimensionate corespunzător pentru a acoperi cererea maximă din România.

²¹Sursa: Transgaz S.A., pag. 18

<https://transgaz.ro/ro/consultare-publica-planul-de-dezvoltare-sistemului-national-de-transport-gaze-naturale-pentru>



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

SNT este întreținut cu atenție la un nivel adecvat și nu ridică nicio problemă de îndeplinire a standardului N-1.

În ceea ce privește sistemul de înmagazinare subterană a gazelor naturale, se recomandă ca în viitor facilitățile de depozitare să își mărească capacitatea de extracție zilnică și să devină exploatabile în regim multi-ciclu.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

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 Național de Transport gaze naturale în integralitatea sa.

5.2. Calculul formulei N-1 la nivel național

Formula N-1 descrie capacitatea tehnică a infrastructurilor de gaze de a satisface cererea totală de gaze a zonei luate în calcul în cazul afectării infrastructurii unice principale de gaze naturale pe parcursul unei zile cu cerere excepțional de mare, constatată statistic, o dată la 20 de ani.

Infrastructura de gaze include rețeaua de transport al gazelor, inclusiv interconectările, precum și instalațiile de producție, instalațiile GNL și de depozitare conectate la zona luată în calcul.

Capacitatea tehnică²² a tuturor celorlalte infrastructuri de gaze, disponibile în cazul afectării infrastructurii unice principale de gaze naturale, trebuie să fie cel puțin egală cu suma cererii zilnice totale de gaze pentru zona luată în calcul, pe parcursul unei zile cu cerere de gaze excepțional de mare, constatată statistic, o dată la 20 de ani.

Rezultatul formulei N-1, astfel cum este calculat mai jos, trebuie să fie cel puțin egal cu 100%.

Metoda de calcul a formulei N-1:

$$N - 1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max} - D_{eff}} \times 100, \quad N - 1 \geq 100\%$$

Definiții ale parametrilor utilizați pentru calculul formulei N-1:

„Zona luată în calcul”: regiunea geografică pentru care se calculează formula N-1.

Definiții privind cererea:

„D_{max}”: cererea zilnică totală de gaze (în milioane de m³ pe zi) din zona luată în calcul pe parcursul unei zile cu cerere excepțional de mare, constatată statistic o dată la 20 de ani.

Definiții privind oferta:

„EP_m”: capacitatea tehnică a punctelor de intrare (în milioane de m³ pe zi), altele decât cele aferente instalațiilor de producție, instalațiilor GNL și de depozitare, simbolizate prin P_m, S_m și LNG_m, înseamnă suma capacităților tehnice ale tuturor punctelor de intrare de la frontieră capabile să aprovizioneze cu gaze zona luată în calcul;

²²În conformitate cu art. 2, alin. (1), pct. 18 din Regulamentul (CE) nr. 715/2009, „capacitate tehnică” înseamnă capacitatea fermă maximă pe care o poate oferi operatorul rețelei de transport utilizatorilor rețelei, luând în considerare integritatea sistemului și cerințele de exploatare ale rețelei de transport.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

„P_m”: capacitatea tehnică maximă de producție (în milioane de m³ pe zi) înseamnă suma capacităților zilnice maxime de producție ale tuturor instalațiilor de producție a gazelor, capabile să aprovizioneze cu gaze zona luată în calcul;

„S_m”: capacitatea tehnică maximă de extracție (în milioane de m³ pe zi) înseamnă suma capacităților tehnice zilnice maxime de extracție din toate instalațiile de depozitare, care pot fi furnizate la punctele de intrare din zona luată în calcul, ținând seama de caracteristicile fizice ale fiecăreia;

„LNG_m”: capacitatea tehnică maximă a instalațiilor GNL (în milioane de m³ pe zi) înseamnă suma capacităților tehnice zilnice maxime de extracție din toate instalațiile GNL din zona luată în calcul, luând în considerare elemente critice precum descărcarea, serviciile auxiliare, depozitarea temporară și regazeificarea GNL, precum și capacitatea tehnică de extracție;

„I_m”: capacitatea tehnică a infrastructurii unice principale de gaze (în milioane de m³ pe zi), cu cea mai mare capacitate de aprovizionare a zonei luate în calcul.

În cazul în care mai multe infrastructuri de gaze sunt conectate la aceeași infrastructură de gaze din amonte sau din aval și nu pot fi operate separat, acestea sunt considerate o singură infrastructură de gaze.

Calcularea formulei N-1 prin luarea în considerare a măsurilor axate pe cerere:

$$N - 1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max} - D_{eff}} \times 100, \quad N - 1 \geq 100\%$$

Definiție privind cererea:

„Deff”: partea (în milioane de m³ pe zi) din D_{max} care, în cazul unei întreruperi a aprovizionării, poate fi acoperită într-o măsură suficientă și în timp util prin măsuri de piață axate pe cerere, în conformitate cu art. 9 alin. (1) lit. (c) și art. 5 alin. (2) din Regulament.

Rezultatul formulei N-1 calculat pentru teritoriul României la nivelul anului 2020 este următorul:

$$N - 1 [\%] = \frac{44,4 + 26,3 + 29,0 + 0 - 18,8}{72} \times 100$$

$$N - 1 [\%] = 112,4\%_{23}$$

$$N - 1 [\%] \geq 100\%$$

Explicații privind valorile utilizate²⁴

Termeni privind cererea:

Termeni privind cererea [mil. m ³ /zi]	Explicații
--	------------

²³Sursa: Transgaz S.A.

<https://transgaz.ro/ro/consultare-publica-planul-de-dezvoltare-sistemului-national-de-transport-gaze-naturale-pentru>, pag. 39.

²⁴Sursa: Transgaz S.A.

<https://transgaz.ro/ro/consultare-publica-planul-de-dezvoltare-sistemului-national-de-transport-gaze-naturale-pentru>



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

D_{max}	72,0	În cursul anului 2020 consumul maxim asigurat prin SNT a fost de 62,4 mil. Smc/zi în ziua gazieră 08.01.2020, inferior consumului de vârf constatat statistic o dată la 20 de ani.
D_{eff}	0	Nu există contracte încheiate cu clienți întreruptibili de siguranță.

Termeni privind oferta (de capacitate):

Termeni privind oferta [mil. m ³ /zi]		Explicații
EP_m	44,4	Capacitatea totală a punctelor de import (Isaccea 1, Negru Vodă 1, Csanádaplota, Ruse-Giurgiu, Ungheni).
P_m	26,3	Producția internă de gaze intrată în SNT (fără extras depozite).
S_m	29	Suma debitelor maxime extrase din fiecare depozit de înmagazinare.
LNG_m	0	Nu există terminale LNG.
I_m	18,8	Capacitatea de import a punctului de intrare Isaccea 1.

Pentru termenul „ P_m ” a fost luat în considerare potențialul de producție și nu capacitatea tehnică, care se cifrează la valoarea de 70,4 mil. m³/zi. Considerăm că această abordare asigură o imagine corectă oferită de standardul N-1, capacitatea menționată nemaiputând fi realizată din cauza declinului producției interne.

La determinarea termenului „ S_m ” s-a avut în vedere suma debitelor maxime extrase din fiecare depozit de înmagazinare, actualizată conform înregistrărilor din ultimii 5 ani (2016-2020), respectiv:

Depozit	Capacitate tehnologică [mil. Sm ³ /zi]	Debit maxim [mil. Sm ³ /zi]
Urziceni	4,6	4,5
Bălăceanca	1,3	1,0
Bilciurești	16,8	13,5
Sărmășel	7,0	6,0
Târgu Mureș	3,4	3,0
Ghercești	1,5	1,4
Total	34,6	29,5
Debit maxim zilnic extras simultan din toate depozitele	25,8	

La determinarea valorii termenului „ EP_m ” au fost avute în vedere punctele de intrare Isaccea 1, Negru Vodă 1, Csanádaplota, Ruse-Giurgiu și Ungheni, după cum urmează:

Puncte de intrare	Capacitate punct
-------------------	------------------



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

	[mil. Sm ³ /zi]
Punct intrare Isaccea 1	18,8
Punct intrare Negru Vodă 1	15,7
Punct intrare Csanádaploa	7,2
Punct de intrare Ruse-Giurgiu	2,5
Punct de intrare Ungheni	0,2
Total	44,4

Proгноza valorii formulei N-1 pe 10 ani pentru scenariul de întrerupere parțială a furnizării de gaze naturale de către Federația Rusă (prin Isaccea)²⁵:

ANUL	N-1
2021	133,5
2022	123,1
2023	122,1
2024	142,9
2025	141,7
2026	140,5
2027	138,7
2028	136,9
2029	135,5
2030	132,5

Trebuie menționat faptul că formula N-1 a fost calculată luând în considerare un nivel de stocare subterană de 100% din volumul util maxim de gaze.

Rezultatul obținut pentru formula N-1, și anume $N-1 = 112,4\% > 100\%$, arată că, în cazul întreruperii infrastructurii unice principale de gaze, capacitatea infrastructurii rămase va putea furniza cantitatea necesară de gaze pentru satisfacerea cererii de gaze din regiune într-o zi cu cerere excepțional de mare de gaze naturale (care apare cu o probabilitate statistică de o dată la 20 de ani).

În concluzie, faptul că valoarea formulei N - 1 este peste 100%, indică faptul că infrastructurile naționale de gaze sunt dimensionate corespunzător pentru a acoperi cererea maximă de gaze din România.

5.3. Capacitatea bidirecțională de transport

În prezent, România are interconectări cu următoarele state:

- Ungaria;
- Bulgaria;
- Republica Moldova;
- Ucraina.

²⁵Sursa: Transgaz S.A.

<https://transgaz.ro/ro/consultare-publica-planul-de-dezvoltare-sistemului-national-de-transport-gaze-naturale-pentru>, pag. 41.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Importul/exportul de gaze naturale în/din România se realizează prin intermediul a 7 puncte de interconectare transfrontalieră (a se vedea Tabelul 23.).

Tabelul 23. prezintă sinteza capacităților maxime de transport disponibile pe direcțiile precizate mai sus:

Tabel 23. Caracteristicile conductelor de interconectare transfrontalieră la punctele de intrare din sistemele de transport din țările vecine²⁶

Țara	Conducta de interconectare	Capacitatea tehnică totală	Caracteristici tehnice
UCRAINA	Orlovka (UA) - Isaccea (RO)* UkrTransGas → Transgaz S.A.	8.6 mld. mc/an	DN 1000, Pmax = 55 bar
	Tekovo (UA) - Medieșu Aurit (RO)* UkrTransGas → Transgaz S.A.	4.0 mld. mc/an	DN 700, Pmax = 70 bar
	Isaccea 1 (RO) - Orlovka 1 (UA) Transgaz S.A. ↔ UkrTransGas	6,8 mld. mc/an capacitate import 4,1 mld. mc/an capacitatea de export de la 01.10.2020	Pmax = 49,5 bar pe direcția import Pmax = 45 bar pe direcția export
UNGARIA	Szeged (HU) - Arad (RO) - Csanádpalota (HU) FGSZ ↔ Transgaz S.A.	1,22 mld. mc/an capacitate import 1,75 mld. mc/an capacitate de export	DN 700, Pmax = 55 bar pe direcția import Pmax = 55 bar pe direcția export
REPUBLICA MOLDOVA	Iași (RO) - Ungheni (MO) Transgaz S.A. → Moldovatrangaz	0,55 mld. mc/an capacitate export 0,07 mld. mc/an capacitate import	DN 500 Pmax = 50 bar pe direcția export Pmax = 16,5 - 19 bar pe direcția import
BULGARIA	Giurgiu (RO) - Ruse (BG) Transgaz S.A. → Bulgartransgaz	1,5 mld. mc/an	DN 500 Pmax = 40 bar pe direcția export Pmax = 30 bar pe direcția import
	Kardam (BG) - Negru Vodă 1 (RO) Transgaz S.A. ↔	6,4 mld. mc/an pe capacitate de export 5,7 mld. mc/an	DN 1000 Pmax = 55 bar pe direcția export și pe

²⁶Sursa: Transgaz, pag. 15.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

	Bulgartransgaz	capacitate import	direcția import
--	----------------	-------------------	-----------------

*Pentru aceste puncte OTS din România și OTS din Ucraina sunt în discuții pentru semnarea unui nou Acord tehnic de operare.

Cu privire la interconectarea cu Serbia, la finalizarea proiectului “Interconectarea România - Serbia - interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia”, estimat a se realiza în anul 2023, capacitatea maximă transport va fi de 1,6 mld Smc/an, atât pe direcția România-Serbia cât și pe direcția Serbia-România.

În Figura 4. este prezentată harta cu punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT cu țările vecine.

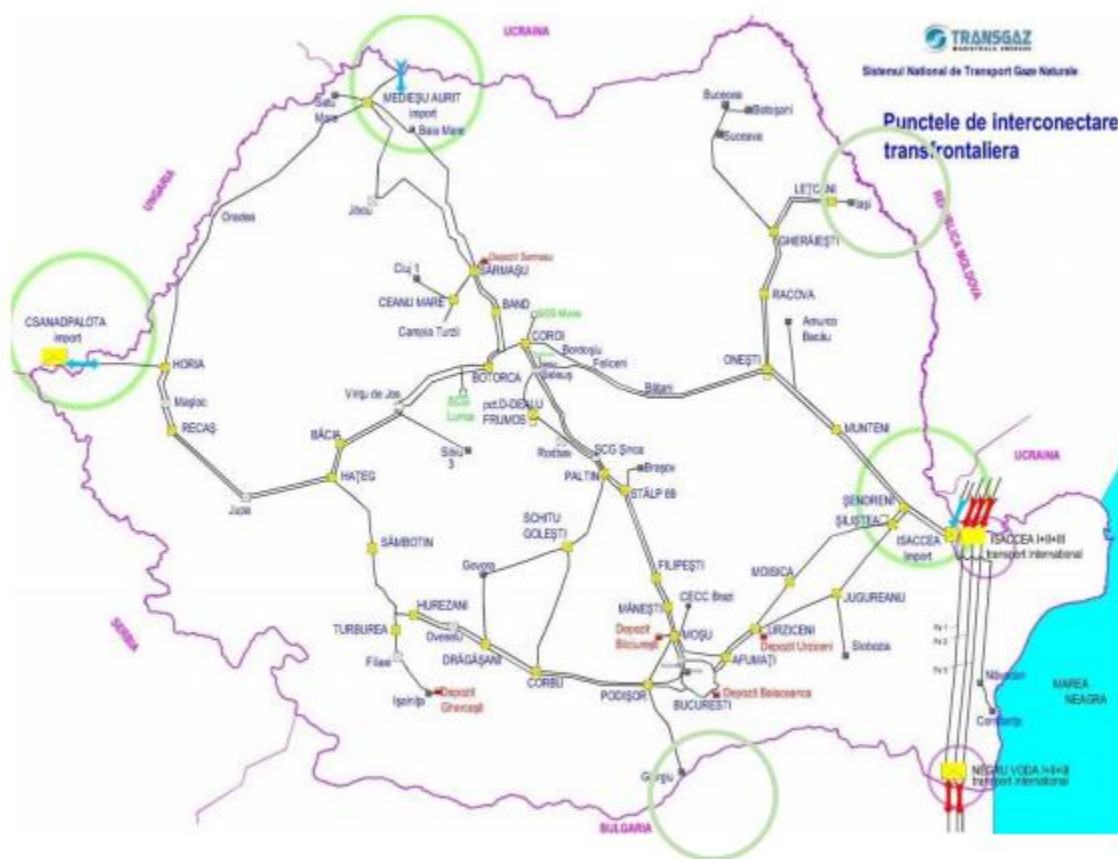


Figura 4. Harta punctelor de interconectare transfrontalieră ale SNT



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

6. CONFORMITATEA CU STANDARDUL DE FURNIZARE

6.1. Definiția clienților protejați

În conformitate cu prevederile art. 6 alin. (1) din Regulament, fiecare Stat Membru stabilește definiția clienților protejați și informează Comisia cu privire la aceasta.

În baza acestei prevederi, Ministerul Energiei a inclus definiția "clienților protejați" în legislația națională prin adoptarea Ordinului ministrului energiei nr. 692/2018 privind aprobarea definirii categoriei "client protejat".

În categoria "clientului protejat" sunt cuprinși: "toți clienții casnici racordați la o rețea de distribuție a gazelor naturale precum și următoarele categorii de clienți finali:

- a) întreprinderile mici și mijlocii, racordate la rețelele de distribuție a gazelor naturale;
- b) prestatorii de servicii sociale esențiale care au legătură cu asistența medicală, asistența socială esențială, de urgență, de securitate, cu educația sau cu administrația publică, racordate la rețelele de distribuție sau la Sistemul Național de Transport al gazelor naturale;
- c) producătorii de energie termică, care nu pot funcționa cu alți combustibili decât gazele naturale și care furnizează energie termică clienților casnici, întreprinderilor mici sau mijlocii și/sau prestatorilor de servicii de asistență medicală, asistență socială esențială, de urgență, de securitate sau prestatorii de servicii care au legătură cu educația sau cu administrația publică."

6.2. Asigurarea furnizării de gaze naturale către clienții protejați

Regulamentul impune, în conformitate cu art. 6 alin. (1), întreprinderilor care operează în domeniul gazelor naturale să asigure furnizarea de gaze către clienții protejați, definiți în legislația națională, chiar și în cazul unui consum de gaze foarte mare și 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 excepțional 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 condiții de iarnă normale.

Având în vedere identificarea clienților protejați din legislația națională, întreprinderilor din domeniul gazelor le revine responsabilitatea specială pentru furnizarea gazelor naturale către: clienții casnici, întreprinderilor mici și mijlocii și prestatorilor de servicii sociale esențiale, precum și producătorilor de energie termică, care nu pot funcționa cu alți combustibili decât gazele naturale, în măsura în care astfel de instalații livrează încălzire clienților protejați menționați.

Întreprinderile din domeniul gazelor naturale trebuie să poată asigura aprovizionarea cu gaze naturale către clienții protejați în cele trei cazuri, precizate mai sus, și sunt obligați să ia în mod corespunzător măsuri în acest scop.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Tabelul 24. prezintă ponderea clienților casnici în total consum²⁷ gaze naturale din România, în perioada 2013 – 2020, care evidențiază o creștere a ponderii acestora până în anul 2016, după care valoarea ponderii se menține relativ constantă până în anul 2019 și crește apoi în anul 2020.

Tabel 24. Ponderea clienților casnici în total consum

Anul	Consum total [MWh]	Ponderea clienților casnici în total consum [%]	Consum clienți casnici [MWh]
2013	132.603.324	22,53	29.623.583
2014	127.556.673	22,34	28.738.518
2015	121.726.749	24,79	30.176.061
2016	124.110.485	28,35	35.185.323
2017	129.861.013	28,47	34.269.009
2018	129.535.366	28,48	33.939.494
2019	121.054.023	28,25	34.196.231
2020	127.070.000	30,26	38.451.382

Tabelul 25. prezintă ponderea consumatorilor protejați în total consum²⁸, în perioada 2016-2020, din care se observă că valoarea ponderii acestora în consumul total de gaze naturale din România se menține aproximativ constantă.

Tabel 25. Ponderea consumatorilor protejați în total consum*

Anul	Consum total [MWh]	Ponderea clienților casnici în total consum [%]	Consum clienți casnici [MWh]	Pondere consum servicii esențiale [%]	Consum servicii esențiale [MWh]	Pondere consum termici pentru populație [%]	Consum termici pentru populație [MWh]
2016	124.110.485	28,35	35.185.323	6,59	8.178.881	7,54	9.357.931
2017	129.861.013	28,47	34.269.009	6,69	8.687.702	7,58	9.843.465
2018	129.535.366	28,48	33.939.494	7,01	9.080.667	8,66	11.218.333
2019	121.054.023	28,25	34.196.231	6,91	8.365.167	9,27	11.218.333
2020	127.070.000	28,08	35.677.854	6,56	8.335.792	8,8	11.182.160

²⁷ Sursa: ANRE

Rapoarte anuale privind activitatea Autorității de Reglementare în domeniul Energiei pentru perioada 2013-2020/Rapoarte lunare privind rezultatele monitorizării pieței de gaze naturale pentru perioada 2013-2020/ Rapoarte naționale.

²⁸ Sursa: ANRE

Rapoarte anuale privind activitatea Autorității de Reglementare în domeniul Energiei pentru perioada 2016-2020/Rapoarte lunare privind rezultatele monitorizării pieței de gaze naturale pentru perioada 2016-2020.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

**Valori deduse cu ajutorul datelor publicate în Rapoartele anuale privind activitatea Autorității de Reglementare în domeniul Energiei pentru perioada 2016-2020/Rapoartele lunare privind rezultatele monitorizării pieței de gaze naturale pentru perioada 2016-2020*

Ponderea consumatorilor protejați aferentă categoriei IMM în total consum, în perioada 2016-2020, se prezintă după cum urmează:

<i>Categoria întreprinderilor mici și mijlocii</i>	<i>Pondere</i>
<i>Consumatori comerciali</i>	<i>7,50 %</i>
<i>Alți client industriali</i>	<i>2,50 %</i>
<i>Alți clienți secundari</i>	<i>9,50 %.</i>



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

7. MĂSURI PREVENTIVE

7.1. Măsurile de prevenire a riscurilor identificate

Regulamentul stipulează la art. 9 alin. (3) că Planul de acțiuni preventive se bazează în primul rând pe măsurile de piață și nu impune o sarcină excesivă întreprinderilor din sectorul gazelor naturale și nici nu afectează în mod negativ funcționarea pieței interne a gazelor.

În acest sens, în Tabelul 26. se prezintă lista măsurilor bazate pe piață axate pe cerere și pe ofertă, care au fost luate în considerare pentru îmbunătățirea securității aprovizionării cu gaze naturale în cazul perturbării furnizării.

Tabel 26. Măsurile bazate pe piață, axate pe cerere și ofertă

Măsurile bazate pe piață axate pe cerere	Măsurile bazate pe piață axate pe ofertă
Asigurarea disponibilității producătorilor de energie cu capacitate de utilizare combustibili alternativi și/sau surse regenerabile (centrale electrice pe gaze cu combustibili alternativi) de comutarea a combustibilului	Investiții în dezvoltarea infrastructurii
	Utilizarea contractelor de furnizare care pot fi întrerupte, bazate pe mecanisme de piață
Depozite comerciale - alocarea nediscriminatorie a capacităților de înmagazinare disponibile, în regim multiciclu	Utilizarea capacităților de înmagazinare în asigurarea continuității în furnizarea de gaze naturale, inclusiv în creșterea flexibilității producției naționale
Facilitarea integrării în sistemul gazier a gazelor din surse regenerabile	Furnizarea de gaze naturale în condiții de eficiență energetică
Diversificarea surselor și a rutelor de aprovizionare cu gaze	Creșterea ponderii surselor de aprovizionare cu gaze din surse regenerabile
Îmbunătățirea relevanței interconectărilor cu flux bidirecțional	
Sinergia activităților de dispecerizare ale SNT și ale Sistemului Electroenergetic Național (SEN)	
Utilizarea armonizată a contractelor pe termen lung și pe termen scurt, în ponderi	



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

adecvate stabilității pentru acoperirea cererii de gaze naturale	
---	--

7.2. Măsuri bazate pe piață axate pe cerere

7.2.1. Asigurarea disponibilității producătorilor de energie cu capacitate de utilizare combustibili alternativi și/sau surse regenerabile (centrale electrice pe gaze cu combustibili alternativi) de comutarea a combustibilului

Începând din anul 2016, în România, energia produsă de sursele regenerabile a depășit energia produsă de centralele care funcționează cu combustibili fosili, cu excepția anului 2017 (a se vedea Tabelul 10.).

Comutarea combustibilului utilizat de producătorii de energie de la gaze naturale la combustibili fosili alternativi (păcură) se utilizează numai în situații specifice având în vedere limitările privind protecția mediului. Așa cum a rezultat din evaluarea națională a riscurilor (a se vedea Capitolul 4.3.3.) infrastructura națională permite o furnizare fiabilă și flexibilă a gazelor naturale și, în consecință, această măsură nu a fost frecvent utilizată.

7.2.2. Depozite comerciale – alocarea nediscriminatorie a capacităților de înmagazinare disponibile, în regim multiciclu

Facilitățile de înmagazinare a gazelor naturale fac parte integrantă din piața națională de gaze, cu rol important în eficientizarea utilizării infrastructurii de transport gaze naturale și echilibrarea sistemului și în asigurarea securității aprovizionării cu gaze naturale.

Prin implementarea acestei măsuri sunt create premisele optimizării activităților de producție și comerciale pe piața gazieră, în condiții de maximizare a stabilității SNT.

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

Această măsură conține un pachet de acțiuni, de natura legislativă/reglementativă, precum și eforturi investiționale menite dezvoltării infrastructurii fizice, care să permită integrarea în consum a unor resurse energetice primare, alternative gazelor naturale. Trebuie analizată viabilitatea din punct de vedere economic a integrării gazului din surse regenerabile (de exemplu, biogaz).



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

7.2.4. Diversificarea surselor și a rutelor de aprovizionare cu gaze

Furnizorii de gaze naturale au contracte multiple cu diverși producători/furnizori și importă gaze naturale printr-o varietate de rute de aprovizionare. Cu cât diversificarea surselor și 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 și diversificarea surselor și a rutelor de aprovizionare cu gaze prin realizarea proiectelor de investiții care vizează creșterea gradului de interconectare a rețelei naționale de transport gaze naturale la rețeaua europeană și la piețele țărilor vecine, proiecte cuprinse în Planul de dezvoltare a Sistemului Național de Transport pe 10 ani, implementat de Transgaz S.A.. Se limitează astfel riscul afectării grave a securității aprovizionării din cauza perturbării fiecărei rute de aprovizionare.

7.2.5. Îmbunătățirea relevanței interconectărilor cu flux bidirecțional

România are, în prezent, interconectări cu flux bidirecțional la toate frontierele cu țările vecine, cu excepția Serbiei.

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

7.2.6. Sinergia activităților de dispecerizare ale SNT și ale Sistemului Electroenergetic Național (SEN)

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

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



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

7.2.7. Utilizarea armonizată a contractelor pe termen lung și pe termen scurt, în ponderi adecvate stabilității pentru acoperirea cererii de gaze naturale

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

7.3. Măsuri bazate pe piață axate pe cerere

7.3.1. Investiții în dezvoltarea infrastructurii

Prin Planul de dezvoltare a Sistemului Național de Transport pe 10 ani, Transgaz S.A. propune proiecte majore de investiții pentru dezvoltarea strategică și durabilă a infrastructurii naționale de transport gaze naturale, care să răspundă nevoilor economice ale României și să permită alinierea SNT gaze naturale la cerințele de transport, urmărind totodată și conformitatea acestora cu cerințele reglementărilor europene în domeniu.

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

Planul de dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale în perioada 2021 - 2030 (aflat în consultare publică) răspunde cerințelor politicii energetice europene și vizează:

- Asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale;
- Creșterea gradului de interconectare a rețelei naționale de transport gaze naturale la rețeaua europeană;
- Creșterea flexibilității rețelei naționale de transport gaze naturale;
- Liberalizarea pieței gazelor naturale;
- Integrarea pieței de gaze naturale la nivelul Uniunii Europene.

7.3.2. Utilizarea contractelor de furnizare care pot fi întrerupte, bazate pe mecanisme de piață

Furnizorii au obligația să asigure cantitățile de gaze naturale necesare continuării aprovizionării cu gaze a clienților protejați în virtutea prevederilor legislației europene și legislației naționale din domeniu.

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

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



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

În consultările asupra proiectului de Acord de solidaritate privind măsurile de solidaritate pentru a asigura siguranța aprovizionării cu gaze, care a fost elaborat în conformitate cu art. 13 din Regulament de către Ministerul Energiei, în calitate sa de Autoritate Competentă, Federația Asociațiilor Companiilor de Utilități din Energie a transmis o propunere de schemă de întreruptibilitate voluntară/garantată, care ar veni în completarea Planului de Urgență și ar include principiile unui mecanism de piață bazat pe licitații, în vederea stabilirii participanților la piața gazelor naturale care își asumă întreruperea consumului la solicitarea OTS, încheind contracte în acest sens.

7.3.3. Utilizarea capacităților de înmagazinare în asigurarea continuității în furnizarea de gaze naturale, inclusiv în creșterea flexibilității producției naționale

România dispune de depozite de înmagazinare bine dezvoltate care permit utilizarea rațională a acestora și încurajează creșterea producției interne de gaze naturale prin stimularea descoperirii și/sau reabilitării unor zăcăminte de gaze naturale.

Înmagazinarea subterană a gazelor naturale are un rol semnificativ în asigurarea continuității furnizării de gaze naturale utilizând volume din depozitele de înmagazinare, atât în situații normale de piață, cât și în cazuri de criză.

7.3.4. Furnizarea de gaze naturale în condiții de eficiență energetică

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

7.3.5. Creșterea ponderii gazelor regenerabile în activitățile de aprovizionare

România își propune menținerea unui mix energetic diversificat la orizontul anului 2030, ținând cont deopotrivă de obiectivul de decarbonare al sistemului energetic, precum și de asigurarea flexibilității și adecvanței acestuia.

România își propune, de asemenea, să sporească cota capacităților instalate care utilizează sursele regenerabile de energie. Totodată, își propune să înlocuiască capacitățile de producție pe cărbune cu capacități 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 toți 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 și astfel se reduc și mai mult emisiile de carbon.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

7.4. Alte măsuri preventive

7.4.1. Asigurarea unor indicatori de performanță relevanți și îmbunătățirea sistemului de monitorizare a acestora

Pentru a putea monitoriza siguranța și fiabilitatea rețelei de gaze naturale au fost dezvoltati o serie de indicatori de performanță ai calității pentru serviciile de transport, de distribuție și furnizare a gazelor naturale și pentru starea tehnică a rețelelor de gaze naturale care sunt monitorizați de către ANRE. Indicatorilor de performanță, stabiliți prin standardele de performanță pentru serviciile de transport, distribuție și furnizare a gazelor naturale, le sunt asociate valori specifice realiste și niveluri de performanță minimale pentru a putea testa rezultatele obținute în raport cu obiectivele.

7.4.2. Menținerea unei infrastructuri funcționale și fiabile

Menținerea caracteristicilor de funcționare optimă și a stării tehnice a rețelelor de gaze naturale la un nivel corespunzător, se poate realiza ca urmare a desfășurării unui sistem de mentenanță preponderent preventiv, planificat, corectiv și susținut de programe anuale de investiții de dezvoltare și modernizare, relevat prin indicatorii de performanță.

7.4.3. Furnizarea de ultimă instanță a gazelor naturale

Rolul furnizorului de ultimă instanță este determinant în asigurarea continuității aprovizionării cu gaze naturale, având obligația de a asigura furnizarea garantată a gazelor naturale în regim de ultimă instanță, conform reglementărilor emise de ANRE, clienților finali ai căror furnizori se află în imposibilitatea de a-și îndeplini sarcinile contractuale de furnizare în raport cu portofoliile proprii de clienți.

7.5. Măsuri nebazate pe piață

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

Planul de acțiuni preventive se concentrează pe acest tip de măsuri menite să prevină apariția unor situații de urgență.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

7.6. Impactul măsurilor

Măsurile prezentate în planul de acțiune preventivă urmăresc să limiteze impactul economic asupra pieței energiei și de asemenea impactul asupra mediului și asupra clienților finali și să optimizeze eficacitatea și eficiența în funcționare a sistemului național gazier și să asigure furnizarea continuă a gazelor naturale către clienții finali.

Obligațiile generale ale participanților la piața gazelor naturale, stipulate în Legea nr. 123/2012, sunt utilizate ca măsuri preventive pentru asigurarea nivelului de consum de gaze naturale. Trebuie precizat că în toate cazurile aceste măsuri nu vor afecta clienții protejați în sensul prevederilor Regulamentului.

Cu toate acestea, unele impacturi reziduale pot apărea atunci când aceste măsuri se aplică. Trebuie menționat impactul asupra mediului în cazul următoarei măsuri preventive: „Asigurarea disponibilității producătorilor de energie cu capacitate de utilizare combustibili alternativi și/sau surse regenerabile (centrale electrice pe gaze cu combustibili alternativi) de comutarea a combustibilului”, această măsură, în cazul aplicării ei, implică utilizarea combustibilului alternativ păcură, la care emisiile de CO₂ sunt mai ridicate.

7.7. Obligațiile întreprinderilor din domeniul gazelor naturale

Prin Legea nr. 123/2012 au fost stipulate obligații economice generale, clar definite pentru întreprinderile care operează în domeniul gazelor naturale în România, care vizează alimentarea cu gaze a populației și, în special, a clienților protejați, în scopul realizării obiectivelor de bază și pentru a menține buna funcționare a pieței interne a gazelor, în special în situații de perturbare a furnizării și situații de criză.

Obligațiile producătorilor de gaze naturale, operatorilor de sistem de înmagazinare gaze naturale, operatorului de transport și de sistem, operatorilor de sisteme de distribuție și furnizorilor de gaze naturale, legate de funcționarea în siguranță a rețelei naționale de gaze sunt specificate în Legea nr. 123/2012 (a se vedea în Tabelul 27. un rezumat al obligațiilor întreprinderilor care operează în domeniul gazelor naturale în România).



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE
GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE
NATURALE ÎN ROMÂNIA

Tabel 27. Rezumatul obligațiilor întreprinderilor din domeniul gazelor naturale referitoare la funcționarea în siguranță a rețelei naționale de gaze naturale

Întreprinderea	Obligația	Prevederea legală din Legea nr. 123/2012
Producătorii de gaze naturale	- să dețină autorizațiile pentru înființarea conductelor de alimentare din amonte aferente activității de producție a gazelor naturale și licența de operare a acestora; - să asigure operarea conductelor de alimentare din amonte aferente producției de gaze naturale în condiții de siguranță, eficiență și de protecție a mediului; - să asigure accesul terților la conductele de alimentare din amonte în condiții nediscriminatorii, conform reglementărilor specifice; - să asigure livrările de gaze naturale, cu respectarea condițiilor impuse prin licențe, clauze contractuale și reglementări în vigoare.	Art. 124 alin. (1)
Operatorii de sistem de înmagazinare gaze naturale	- să opereze, să întrețină, să reabiliteze și să modernizeze instalațiile tehnologice de suprafață aferente depozitelor de înmagazinare, în condiții de siguranță, de eficiență și de protecție a mediului; - să asigure accesul terților la depozitele de înmagazinare, pe baza unor criterii obiective, transparente și nediscriminatorii, conform reglementărilor ANRE; - să furnizeze informații utilizatorilor sistemului de înmagazinare, necesare pentru un acces eficient la sistem; - să asigure mijloacele adecvate pentru îndeplinirea obligațiilor privind serviciul public.	Art. 142 alin. (1)
Operatorul transport și de sistem	- să opereze sistemul de transport și să asigure echilibrul fizic rezidual al acestuia, respectiv programarea, dispecerizarea și funcționarea sistemului de transport în condiții de siguranță; - să întrețină, să reabiliteze, să modernizeze și să dezvolte sistemul de transport în condiții de siguranță, de eficiență și de protecție a mediului; - să asigure accesul terților la sistemul de transport, conform unor reglementări specifice, în condiții nediscriminatorii, în limitele capacităților de transport și cu respectarea regimurilor tehnologice; - să realizeze schimbul de informații cu alți operatori de transport și de sistem interconectați, cu operatori de	Art. 130 alin. (1)



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

	înmagazinare GNL și de distribuție și cu alți colaboratori în domeniul energetic, cu respectarea reglementărilor ENTSO-G privind protocoalele de schimb de informații, rapoartele, structura și procedurile de acces la bazele de date; - să asigure mijloacele adecvate pentru îndeplinirea obligațiilor privind serviciul public.	
Operatorii sistemului de distribuție	- să opereze, să întrețină, să repare, să modernizeze și să dezvolte sistemul de distribuție în condiții de siguranță, eficiență economică și de protecție a mediului, activitățile urmând a fi desfășurate în baza autorizațiilor specifice pentru proiectare și execuție a sistemelor de distribuție a gazelor naturale, iar operarea urmând să se desfășoare în baza licenței de distribuție; - să asigure accesul terților la sistemele de distribuție, în condiții nediscriminatorii, în limitele capacităților de distribuție, cu respectarea regimurilor tehnologice, conform reglementărilor specifice elaborate de ANRE; - să asigure condițiile de securitate în alimentarea cu gaze naturale.	Art. 138 alin. (1)
Furnizorii de gaze naturale	- să încheie contracte de achiziție a gazelor naturale, astfel încât să asigure acoperirea consumului pentru clienții săi; - să achiziționeze gazele naturale pe care le furnizează clienților casnici, în condiții de minimizare a costului resurselor alocate, pe baza unor proceduri proprii, elaborate în corelare cu prevederile art. 177 alin. (3¹⁵), (3¹⁶) și (3¹⁷), care să asigure caracterul transparent al procesului de achiziție a gazelor naturale și, în același timp, tratamentul egal și nediscriminatoriu al persoanelor care participă la procedura de achiziție a gazelor naturale, în calitate de ofertanți; - să permită clienților, în mod gratuit, schimbarea efectivă a furnizorului de gaze naturale în termen de 21 de zile de la data solicitării și să transmită acestora un decont final de lichidare, în termen de maximum 42 de zile de la schimbarea furnizorului; - să informeze corespunzător clienții finali cu privire la consumul lor efectiv de gaze naturale și la costurile reale aferente, suficient de frecvent astfel încât aceștia să aibă posibilitatea să își ajusteze propriul consum de gaze naturale. Aceste informații se comunică la intervale de timp corespunzătoare, ținându-se cont de capacitatea echipamentelor de măsurare ale clientului final și de raportul cost-beneficiu al acestor măsuri, fără să se perceapă clienților finali costuri suplimentare pentru acest serviciu.	Art. 143 alin. (1)



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

8. PROIECTE DE INFRASTRUCTURĂ

8.1 Proiecte de investiții pentru dezvoltarea SNT

Planul de dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale prezintă direcțiile de dezvoltare ale rețelei românești de transport gaze naturale și a proiectelor majore pe care Transgaz S.A., în calitate de OTS, intenționează să le implementeze în următorii 10 ani, în scopul dezvoltării rețelei de transport a gazelor naturale pentru a răspunde cerințelor pieței.

Principalele proiecte de investiții (a se vedea Figura 5.) cuprinse în Planul de dezvoltare a Sistemului Național de Transport al gazelor naturale pentru perioada 2021 – 2030 (aflat în consultare publică) sunt²⁹:

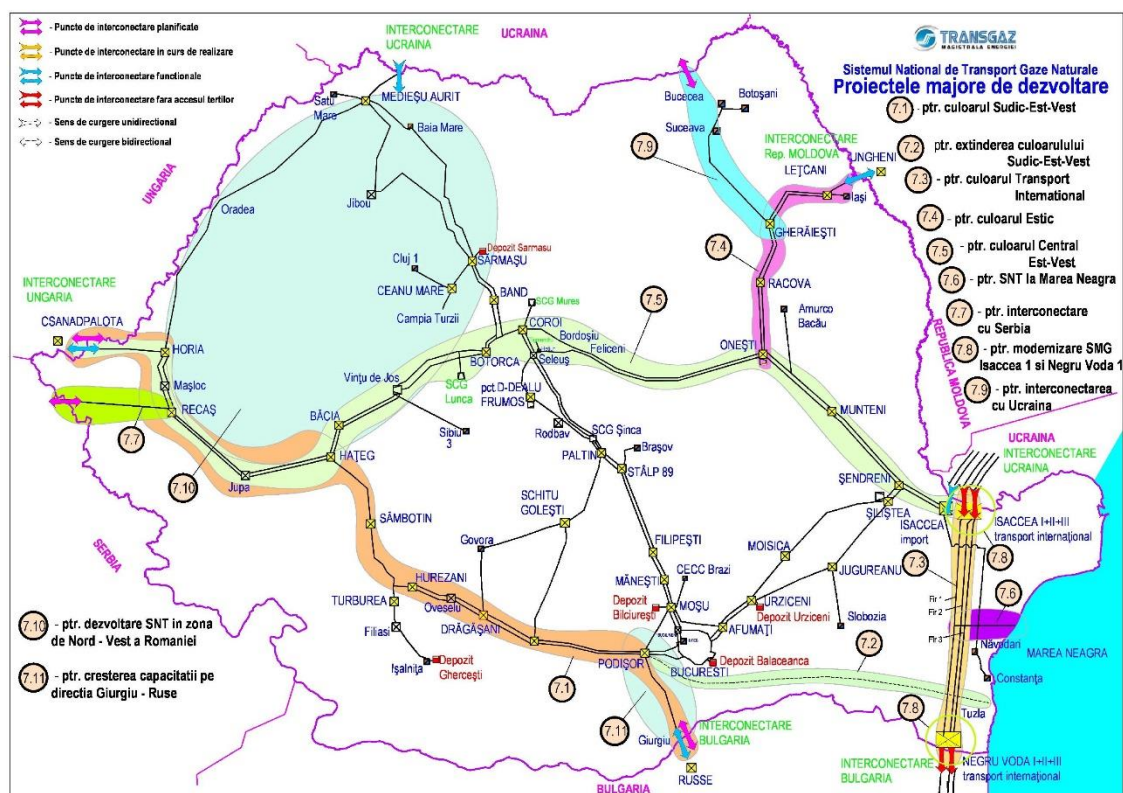


Figura 5. Harta proiectelor majore din SNT

²⁹Sursa: Site Transgaz S.A.

<https://transgaz.ro/ro/consultare-publica-planul-de-dezvoltare-sistemului-national-de-transport-gaze-naturale-pentru>



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

8.1.1. Proiectul ”Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria” (BRUA) a presupus dezvoltări ale capacităților de transport gaze naturale ale interconectărilor dintre sistemul românesc de transport gaze naturale și sistemele similare ale Bulgariei și Ungariei, mai precis, a constat în construirea unei conducte noi de transport gaze naturale care să realizeze legătura între Nodul Tehnologic Podișor și SMG Horia pe ruta Podișor - Corbu - Hurezani - Hațeg - Recaș - Horia, în lungime de aproximativ 529 km, și construirea a trei stații de compresoare.

8.1.1.a) Proiectul ”Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria – Faza 1”, care a constat în construirea unei conducte noi de transport gaze naturale care să realizeze legătura între Nodul Tehnologic Podișor și Nodul Tehnologic Recaș, 32” x 63 bar, în lungime de 479 km și în amplasarea a trei noi stații de comprimare gaze naturale de-a lungul traseului (SC Jupa, SC Bibești și SC Podișor) fiecare stație fiind echipată cu două agregate de comprimare, unul în funcțiune și unul în rezervă, cu posibilitatea de asigurare a fluxului bidirecțional de gaze, a fost finalizat și pus în funcțiune la 24 noiembrie 2020.

La finalizarea Fazei I se asigură posibilitatea fizică de curgere bidirecțională permanentă între interconectările cu Bulgaria și cu Ungaria, și anume:

- spre Ungaria prin interconectorul Horia - Csanádpalota de 1,75 mld. mc/an (200 mii mc/h);
- spre Bulgaria prin interconectorul Giurgiu - Ruse de 1,5 mld. mc/an (171 mii mc/h).

8.1.1.b) Proiectul ”Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA) – Faza 2” constă în realizarea următoarelor obiective:

- conductă Recaș–Horia 32” x 63 bar în lungime de aproximativ 50 km;
- amplificarea celor trei stații de comprimare (SC Podișor, SC Bibești și SC Jupa) prin montarea unui agregat suplimentar de comprimare în fiecare stație;
- amplificarea stației de măsurare gaze existente SMG Horia.

Implementarea Proiectului BRUA–Faza II are drept rezultat asigurarea posibilității fizice de curgere bidirecțională permanentă între interconectările cu Bulgaria și cu Ungaria, asigurându-se următoarele capacități de transport gaze naturale:

- capacitate de transport spre Ungaria de 4,4 mld. mc/an, prin interconectarea Horia – Csanádpalota;
- de 1,5 mld. mc/an spre Bulgaria.

Termenul estimat de finalizare: 2023 (Finalizarea Fazei II depinde de derularea cu succes a procedurii de Sezon Deschis Angajant pentru Punctul de Interconectare România–Ungaria Csanádpalota).

Valoarea estimată a investiției este de 74,5 milioane Euro.

Proiectul BRUA, cu ambele sale faze (Faza 1 și Faza 2) este inclus în Planul de dezvoltare a rețelei europene de transport gaze naturale (TYNDP) 2020 cu cod de identificare TRA–F–358 (Faza 1), respectiv TRA–A–1322 (Faza 2).

De asemenea, ambele faze au primit statutul de proiect de interes comun fiind incluse în cea de-a patra Listă de proiecte de interes a Uniunii, aprobată prin Regulamentul delegat (UE) 2020/389 al Comisiei din 31 octombrie 2019 de modificare a Regulamentului (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului în ceea ce privește lista proiectelor de interes comun a



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Uniunii (denumit, în continuare, *Regulamentul delegat (UE) 2020/389*), având numerele de referință 6.24.1 și, respectiv, 6.24.4 -2.

8.1.2. Proiectul “Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre”

Proiectul constă în construirea unei conducte telescopice de transport gaze naturale Tuzla–Podișor, în lungime de 308,3 km și DN 1200 respectiv DN 1000, care să facă legătura între resursele de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre și coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria, astfel asigurându-se posibilitatea transportului gazelor naturale spre Bulgaria și Ungaria prin interconectările existente Giurgiu–Ruse (cu Bulgaria) și Nădlac–Szeged (cu Ungaria) și spre piețele europene.

Proiectul va consta în realizarea următoarelor:

- Construirea conductei telescopice 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) și capacitate tehnică de 12 mld. mc/an;
 - tronsonul II, Amzacea–Podișor, în lungime de 275,9 km, va avea un diametru de Ø40” (DN1000) și capacitate tehnică de 6 mld. mc/an;
- Interconectarea cu conducta Transit 1 la km 37,7;
- Interconectarea cu conducta DN 500, Podișor - Giurgiu, în zona Vlașin;
- Interconectarea în Nodul Tehnologic Podișor.

Termenul estimat de finalizare: 2022.

Valoarea estimată a investiției este de 371,6 milioane Euro.

Proiectul este inclus în TYNDP 2020 cu cod de identificare TRA-A-362.

Proiectul a primit statut de interes comun fiind inclus în cea de-a patra Listă de proiecte de interes a Uniunii, aprobată prin Regulamentul delegat (UE) 2020/389, având numărul de referință 6.24.4 -3.

8.1.3. Proiectul “Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea”

Finalizarea acestui proiect a condus la:

- crearea unui culoar de transport gaze naturale între piețele din Bulgaria, România și Ucraina, în condițiile în care se realizează și noua interconectare între Grecia și Bulgaria;
- asigurarea de fluxuri fizice reversibile în punctul Negru Vodă 1, conform cerințelor Regulamentului;
- crearea posibilității de preluare în sistemul românesc de transport a gazelor naturale descoperite în Marea Neagră, pentru valorificarea acestora pe piața românească și pe piețele regionale.

Proiectul nu a dezvoltat capacități suplimentare pe punctul de intrare/ieșire în SNT la Negru Vodă.

8.1.4. Proiectul “Dezvoltări ale SNT în zona de Nord–Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre/dinspre Republica Moldova”

Proiectul își propune să asigure presiunea și capacitatea de transport necesare de 1,5 mld. mc/an în punctul de interconectare dintre sistemele de transport gaze naturale ale României și Republicii Moldova.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Proiectul a fost împărțit în sub-proiecte:

- construirea unei conducte de transport gaze naturale noi DN 700, Pn 55 bar, pe direcția Onești–Gherăești în lungime de 104,1 km; traseul acestei conducte va fi paralel în mare parte cu conductele existente DN 500 Onești–Gherăești;
- construirea unei conducte noi de transport gaze naturale DN 700, Pn 55 bar, pe direcția Gherăești–Lețcani în lungime de 61,05 km; această conductă va înlocui conducta existentă DN 400 Gherăești–Iași pe tronsonul Gherăești–Lețcani;
- construirea unei Stații de comprimare gaze noi la Onești, având o putere instalată de 9,14 MW, 2 compresoare de câte 4,57 MW, unul activ și unul de rezervă;
- construirea unei Stații de comprimare gaze noi la Gherăești, având o putere instalată de 9,14 MW, 2 compresoare de câte 4,57 MW, unul activ și unul de rezervă.

Termenul estimat de finalizare a proiectului: 2021.

Valoarea estimată a investiției este de 174,25 milioane Euro.

Proiectul este inclus în TYNDP 2020 cu cod de identificare TRA-F-357.

8.1.5. Proiectul “Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA-Faza III)”

În ipoteza în care capacitățile de transport necesare valorificării gazelor naturale din Marea Neagră pe piețele central-vest europene depășesc potențialul de transport al coridorului BRUA Faza 2, Transgaz S.A. a planificat dezvoltarea suplimentară a rețelei de gaze naturale prin dezvoltarea coridorului central, respectiv culoarul Onești–Coroi–Hațeg–Nădlac și o nouă interconectare cu Ungaria.

Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale presupune următoarele:

- reabilitarea unor conducte existente ce aparțin SNT;
- înlocuirea unor conducte existente ce aparțin SNT cu conducte noi sau construirea unor conducte noi instalate în paralel cu conductele existente;
- dezvoltarea a 4 sau 5 stații noi de comprimare cu o putere totală instalată de aprox. 66-82,5MW;
- creșterea capacități de transport gaze naturale spre Ungaria cu 4,4 mld. mc/an.

În prezent Transgaz S.A. a elaborat studiul de prefizabilitate privind dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale și acesta a fost împărțit în două proiecte, și anume:

- Asigurarea curgerii reversibile pe interconectarea România–Ungaria, care vizează:
 - conductă nouă de transport gaze naturale Băcia–Hațeg–Horia–Nădlac în lungime de aproximativ 280 km;
 - doua stații noi de comprimare gaze naturale amplasate de-a lungul traseului;
- Dezvoltarea SNT între Onești și Băcia, care vizează:
 - reabilitarea unor tronsoane de conductă;
 - înlocuirea unor conducte existente cu conducte noi cu diametru și presiune de operare mai mari;
 - două sau trei stații noi de comprimare gaze naturale.

Termenul de finalizare pentru întreg coridorul: 2026.

Valoarea estimată a investiției este de 530 milioane Euro.

Proiectul este inclus în TYNDP 2020 cu cod de identificare TRA-N-959.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

8.1.6. Proiectul “Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre”

Ținând cont de zăcămintele de gaze naturale descoperite în Marea Neagră, Transgaz S.A. intenționează să extindă SNT pentru a crea un punct suplimentar de preluare a gazelor provenite din perimetrele de exploatare off-shore ale Mării Negre.

Proiectul constă în construirea unei conducte noi de transport gaze naturale de aproximativ 25 km lungime și diametrul DN 500, care va conecta țărmul Mării Negre cu conducta internațională de transport Tranzit 1 existentă, pe direcția țărmul Mării Negre – Corbu – Săcele – Cogălnice – Grădina. Capacitatea de transport este 1,23 mld. mc/an, conform procesului Open-Season.

Termenul de finalizare: 2021, acesta depinzând de graficele de realizare a proiectelor offshore din amonte.

Valoarea estimată a investiției este de 9,14 milioane Euro.

Proiectul este inclus în TYNDP 2020 cu cod de identificare TRA-F-964.

8.1.7. Proiectul “Interconectarea România–Serbia - interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia”

Proiectul care vizează realizarea interconectării Sistemului Național de Transport gaze naturale din România cu cel din Serbia are drept scop întărirea gradului de interconectivitate între sistemele de transport gaze naturale din Statele Membre UE, în vederea diversificării surselor de aprovizionare și al creșterii securității energetice în regiune.

Proiectul presupune construirea unei conducte noi de transport gaze naturale ce va asigura conexiunea dintre conducta magistrală de transport gaze naturale “BRUA” și Nodul Tehnologic Mokrin din Serbia.

Pe teritoriul României, conducta de transport gaze naturale se va cupla la conducta BRUA Faza 1 (localitatea Petrovaselo, județul Timiș) și va avea lungimea de 85,56 km (granița dintre România și Serbia-localitatea Comloșu Mare, județul Timiș).

Proiectul va consta din:

- construirea unei conducte noi de interconectare pe direcția Receaș–Mokrin în lungime de aprox. 97 km din care aprox. 85 km pe teritoriul României și 12 km pe teritoriul Serbiei cu următoarele caracteristici:

- presiunea în conducta BRUA zona Receaș: 50-54 bar (PN BRUA–63 bar);
- diametrul Conduței de interconectare: DN 600;
- capacitate transport: max. 1,6 mld Smc/an (183 000 Smc/h), atât pe direcția România-Serbia cât și pe direcția Serbia-România.

- construirea unei stații de măsurare gaze naturale (amplasată pe teritoriul României).

Exportul de gaze naturale spre Serbia se va realiza după finalizarea proiectului BRUA (Faza 1).

În situația în care vor fi preluate gaze naturale din Serbia spre România, acestea pot fi direcționate la consum în zona Timișoara–Arad, prin conducta DN 600 Horia–Mașloc–Receaș (25 bar), la presiuni mai mici decât în conducta BRUA.

Termenul estimat de finalizare: 2023.

Valoarea estimată a investiției este de 56,21 milioane Euro.

Proiectul este inclus în Planul de dezvoltare a rețelei europene de transport gaze naturale TYNDP 2020 cu cod de identificare TRA-A-1268.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

8.1.8. Proiectul “Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1”

Proiectul presupune modernizarea celor două stații de măsurare din punctele de interconectare, pentru capacitățile existente și oferă posibilitatea funcționării în regim bidirecțional și la Isaccea, pentru creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune.

Proiectul de modernizare constă în construirea a două stații noi de măsurare gaze naturale care să le înlocuiască pe cele existente. SMG Isaccea 1 a fost finalizată în 2020.

Proiectul "Modernizare SMG Negru Vodă 1" implică următoarele:

- dotarea stației de măsurare a agazului cu instalație de separare/filtrare și instalație de măsurare;
- dotarea cu baterie de separare/filtrare;
- instalația de măsurare va fi compusă din mai multe linii de măsurare paralele (în operare și în rezervă) echipate cu contoare cu ultrasunete în scopul măsurării cantităților de gaze naturale livrate, fiecare linie fiind echipată identic cu două sisteme de măsurare independente (Pay și Check). Sistemele independente Pay și Check vor utiliza contoare cu ultrasunete dual.

Termenul estimat de finalizare: 2021.

Valoarea estimată a investiției este de 12,77 milioane Euro.

Proiectul este inclus în TYNDP 2020 cu cod de identificare TRA-F-1277.

8.1.9. Proiectul “Interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești–Siret”

Proiectul vizează creșterea gradului de interconectare al rețelei naționale de transport gaze naturale la rețeaua de gaze naturale europeană.

În acest sens, în completarea proiectului privind dezvoltări ale SNT în zona de Nord–Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre/dinspre Ucraina, Transgaz S.A. a identificat oportunitatea realizării unei interconectări a SNT cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești–Siret.

Proiectul constă în:

- construirea unei conducte de transport gaze naturale în lungime de 146 km și a instalațiilor aferente, pe direcția Gherăești–Siret;
- construirea unei stații de măsurare gaze transfrontalieră;
- amplificarea stațiilor de comprimare Onești și Gherăești, dacă este cazul.

Termenul estimat de finalizare: 2026*.

Valoarea estimată a investiției este de 150 milioane Euro.

*Depinde de stabilirea parametrilor pentru punctul de interconectare și de graficul de implementare a proiectului de pe teritoriul Ucrainei..

Proiectul este inclus în TYNDP 2020 cu cod de identificare TRA-N-596.

8.1.10. Proiectul “Dezvoltarea/Modernizarea Infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României”

Proiectul presupune realizarea/modernizarea unor obiective aferente SNT, din zona de Nord-Vest a României, cu scopul de a crea noi capacități de transport gaze naturale sau de a crește capacitățile existente pentru asigurarea tendințelor de creșteri de consum din regiune.

Conform Studiului de Prefezabilitate proiectul constă în:



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

- construirea unei conducte de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Horia-Medieșu Aurit;
- construirea unei conducte de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Sărmășel-Medieșu Aurit;
- construirea unei conducte de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Huedin-Aleșd;
- construirea unei stații de comprimare gaze la Medieșu Aurit.

Având în vedere anvergura acestui proiect, se propune implementarea acestuia în trei etape.

Termenul estimat de finalizare: 2023 pentru Etapa 1, 2025 pentru Etapa 2 și 2026 pentru Etapa 3. Valoarea estimată a investiției este de 405 milioane Euro.

Proiectul este inclus în TYNDP 2020 cu cod de identificare TRA-N-598.

8.1.11. Proiectul “Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse”

Având în vedere estimările privind transportul de gaze în zona de sud a Europei pe direcția sud-nord, în urma semnării *Memorandumului privind cooperarea pentru realizarea Coridorului Vertical*, de către Transgaz S.A., Bulgartransgaz, DESFA SA, FGSZ Ltd. și ICGB AD, părțile au convenit că pentru realizarea coridorului este necesar să analizeze necesitățile tehnice, respectiv conducte noi, interconectări sau consolidări ale sistemelor naționale de transport, pentru îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale a zonei.

Proiectul constă în:

- construirea unei conducte noi de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente;
- construirea unei noi subtraversări la Dunăre;
- amplificare SMG Giurgiu.

Termenul estimat de finalizare: 2027.

Valoarea estimată a investiției este de 51,8 milioane Euro.

8.1.12. Proiectul “Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2”

Prin implementarea proiectului se asigură curgerea bidirecțională la granița cu Ucraina și Bulgaria pe conducta de tranzit T2, parte din coridorul Transbalcanic.

Proiectul constă în următoarele:

- dotarea stației de măsurare a agazului cu instalație de separare/filtrare și instalație de măsurare;
- dotarea cu baterie de separare/filtrare;
- instalația de măsurare va fi compusă din mai multe linii de măsurare paralele (în operare și în rezervă) echipate cu contoare cu ultrasunete în scopul măsurării cantităților de gaze naturale livrate, fiecare linie fiind echipată identic cu două sisteme de măsurare independente (Pay și Check). Sistemele independente Pay și Check vor utiliza contoare cu ultrasunete dual.

Termenul estimat de finalizare: 2024.

Valoarea estimată a investiției este de 26,65 milioane Euro.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

8.1.13. Proiectul “Modernizare SMG Isaccea 3 și Negru Voda 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3”

Prin implementarea proiectului se asigură curgerea bidirecțională la granița cu Ucraina și Bulgaria pe conducta de tranzit T3, parte din coridorul Transbalcanic.

Proiectul constă în următoarele:

- dotarea stației de măsurare a agazului cu instalație de separare/filtrare și instalație de măsurare;
- dotarea cu baterie de separare/filtrare;
- instalația de măsurare va fi compusă din mai multe linii de măsurare paralele (în operare și în rezervă) echipate cu contoare cu ultrasunete în scopul măsurării cantităților de gaze naturale livrate, fiecare linie fiind echipată identic cu două sisteme de măsurare independente (Pay și Check). Sistemele independente Pay și Check vor utiliza contoare cu ultrasunete dual.

Termenul estimat de finalizare: 2028.

Valoarea estimată a investiției este de 26,65 milioane Euro.

8.1.14. Proiectul “Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre”

Preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre printr-un terminal GNL presupune realizarea interconectării SNT gaze naturale la terminalul GNL prin construirea unei conducte de transport gaze naturale, în lungime de cca 25 km, de la țărmul Mării Negre până la conductele T1 și T2.

Capacitatea și presiunea de proiectare pentru această conductă se vor stabili în funcție de cantitățile de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre.

Termenul estimat de finalizare: 2028.

Valoarea estimată a investiției este de 19,6 milioane Euro.

8.1.15. Eastring-România

Proiectul EASTRING, promovat de EUSTREAM, este o conductă cu flux bidirecțional pentru Europa Centrală și de Sud-Est care are ca scop conectarea sistemelor de transport gaze naturale din Slovacia, Ungaria, România și Bulgaria pentru a obține acces la rezervele de gaze naturale din regiunea Caspică și Orientul Mijlociu.

EASTRING este un gazoduct de interconectare cu flux bidirecțional cu o capacitate anuală între 225,500 GWh și 451,000 GWh (aprox. 20 mld. mc până la 40 mld. mc), care conectează Slovacia cu granița externă a UE prin Bulgaria, Ungaria și România.

EASTRING va asigura cea mai rentabilă rută de transport, directă, între platformele de gaze din vestul Uniunii Europene și Regiunea Balcanică/Turcia de vest—o zonă cu potențial foarte ridicat în a oferi gaze din diferite surse.

Prin posibilitatea de a diversifica rutele de transport precum și sursele de aprovizionare, se va asigura siguranța în aprovizionare în întreaga regiune, în principal în țările 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: 2027 pentru Faza 1, 2030 pentru Faza 2.

Valoarea totală estimată a investiției este de:

- Faza 1 – 1.297 milioane Euro pentru România;
- Faza 2 – 357 milioane Euro pentru România.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Proiectul este inclus în TYNDP 2020 cu cod de identificare TRA-A-655.

8.2. Proiecte de investiții pentru dezvoltarea sistemului de stocare a gazelor naturale

În Figura 6. sunt prezentate proiectele majore de înmagazinare gaze naturale operate de Filiala de Înmagazinare gaze naturale DEPOGAZ Ploiești S.R.L. și DEPOMUREȘ S.A..

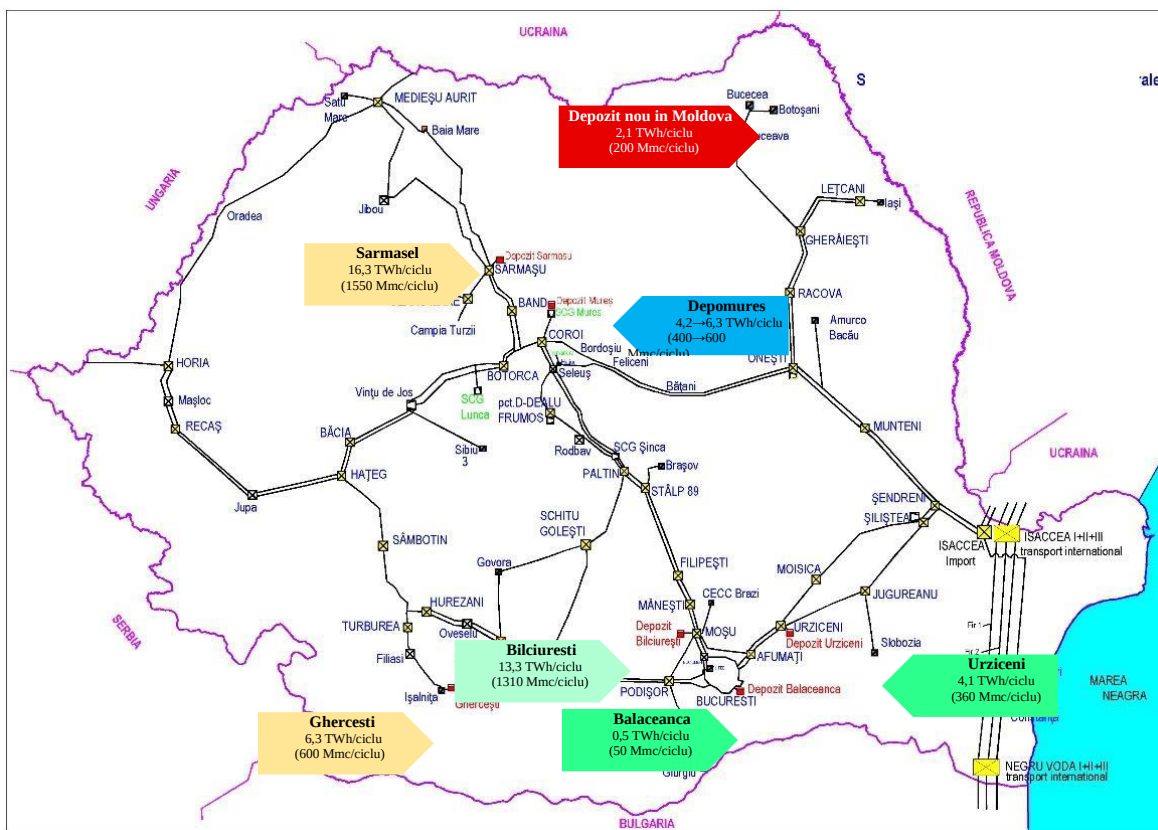


Figura 6. Proiecte majore de înmagazinare gaze naturale - Filiala de Înmagazinare gaze naturale DEPOGAZ Ploiești S.R.L. și DEPOMUREȘ S.A.

8.2.1. Proiectul “Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale–Bilciurești”

Proiectul are ca scop creșterea capacității de livrare zilnică a gazelor naturale din depozitul Bilciurești până la un debit de 20 mil. m³/zi și asigurarea unui grad sporit de siguranță în exploatare.

Proiectul constă în următoarele:

- modernizare instalații de colectare, separare, măsurare și uscare grupuri Bilciurești;
- sistematizare și modernizare sistem de conducte aspirație/refulare gaze și modernizare sistem răcire stație comprimare Butimanu;
- modernizare 39 sonde de injecție/extracție;



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

- foraj 4 sonde noi;
- conductă nouă (11 km) transport gaze naturale între depozit Bilciurești și stație comprimare Butimanu.

Termenul estimat de finalizare: 2025.

Valoarea estimată a investiției este de 123 milioane Euro.

Proiectul este inclus în TYNDP 2020 cu cod de identificare UGS - F - 311.

8.2.2. Proiectul “Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești”

Proiectul are ca scop completarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale Ghercești pentru asigurarea condițiilor de operare la capacitatea de 600 mil. m³/ciclu.

Proiectul constă în următoarele :

- stație comprimare gaze;
- extindere instalații de uscare și măsură gaze;
- modernizare 20 sonde de injecție/extracție;
- interconectare depozit înmagazinare gaze Ghercești cu SNT;
- stoc inactiv gaze naturale.

Termenul estimat de finalizare: 2026.

Valoarea estimată a investiției este de 55 milioane Euro.

Proiectul este inclus în TYNDP 2020 cu cod de identificare UGS - N - 398.

8.2.3. Proiectul “Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni (Moldova)”

Proiectul vizează dezvoltarea unui nou depozit de înmagazinare subterană în nord-estul României (regiunea Moldova), cu următoarele caracteristici tehnice:

- capacitate de aproximativ 200 mil. m³/ciclu;
- capacitate de injecție de aproximativ 1,4 mil. m³/zi;
- capacitate de extracție de aproximativ 2 mil. m³/zi.

Proiectul constă în următoarele:

- stație comprimare gaze;
- instalații de uscare și măsură gaze naturale;
- instalații tehnologice sonde injecție/extracție;
- foraj sonde de injecție/extracție;
- interconectare depozit înmagazinare gaze naturale cu SNT;
- stoc inactiv gaze naturale.

Termenul estimat de finalizare: 2030.

Valoarea estimată a investiției este de 80 milioane Euro.

Proiectul este inclus în TYNDP 2020 cu cod de identificare UGS – N - 399.

8.2.4. Proiectul “Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)”

Proiectul vizează dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană existent de la Sărmășel de la capacitatea de 900 mil. m³/ciclu la 1550 mil. m³/ciclu, creșterea capacității de injecție cu 4 mil. m³/zi, la un total de 10 mil. m³/zi, creșterea capacității de extracție cu 4 mil. m³/zi, la un total de 12 mil. m³/zi, prin forarea unor sonde noi, realizarea unei infrastructuri de suprafață moderne,



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

extinderea instalațiilor de comprimare gaze și modernizarea și optimizarea instalațiilor de separare și măsură fiscală existente.

Proiectul implică realizarea următoarelor obiective de investiții: 38 sonde, 48,6 km conducte aducțiune, 8 grupuri tehnologice, 19,2 km conducte colectoare, 3 unități de comprimare a gazelor, 2 instalații de uscare gaze, instalație de separare și măsură (ISM), sistem de producere a energiei din surse regenerabile și racord la SNT.

Termenul estimat de finalizare: 2026.

Valoarea estimată a investiției este de 163,1 milioane Euro.

Proiectul este inclus în TYNDP 2020 cu cod de identificare UGS-N-371.

Proiectul a primit statut de interes comun fiind inclus în cea de-a patra Listă de proiecte de interes a Uniunii, aprobată prin Regulamentul delegat (UE) 2020/389, având numărul de referință 6.20.6.

8.2.5. Proiectul “Unitate de stocare–Depomureș”

Proiectul inițiat de Depomureș S.A. constă în retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu-Mureș, cu o capacitate actuală de 300 mil. mc. Proiectul de dezvoltare se desfășoară în 2 faze.

Obiectivele principale ale acestui proiect sunt:

- creșterea flexibilității depozitului prin creșterea capacității zilnice de injecție și extracție de la o medie actuală de cca. 1,7 mil. mc/zi la cca. 3,5 mil. mc/zi după implementarea Fazei 1, respectiv la cca. 5 mil. mc/zi, după implementarea Fazei 2;
- creșterea volumului util al depozitului la 400 mil. mc în Faza 1, respectiv la 600 mil. mc în Faza 2.

Proiectul constă în următoarele :

- construirea unei stații centrale de gaze noi, care cuprinde unități noi de comprimare a gazelor, de uscare gaze, panou comercial de măsurare gaze bidirecțional, facilități adiacente;
- construirea unui colector nou de înmagazinare;
- modernizarea instalațiilor tehnologice de suprafață pentru creșterea presiunii de operare;
- forarea de sonde noi.

Termenul estimat de finalizare: 2023 pentru Faza 1.

Faza 2 va putea fi demarată numai după finalizarea implementării Fazei 1.

Valoarea totală estimată a investiției este de 30 milioane Euro.

Proiectul este inclus în TYNDP 2020 cu cod de identificare UGS - A - 233.

Proiectul a primit statut de interes comun fiind inclus în cea de-a patra Listă de proiecte de interes a Uniunii, aprobată prin Regulamentul delegat (UE) 2020/389, având numărul de referință 6.20.4.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

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, sunt următoarele:

- Titularii de licențe de înmagazinare, transport, distribuție și furnizare a gazelor naturale și titularul licenței de operare a terminalului GNL au obligația să își desfășoare activitățile cu respectarea obligațiilor stipulate în licențele, respectiv autorizațiile emise de ANRE, privind siguranța, calitatea, continuitatea aprovizionării, eficiența energetică, cu respectarea normelor de securitate și sănătate a muncii și de protecție a mediului, precum și a prevederilor din contractele directe cu clienții, conform art. 173 alin. (1);
- ANRE poate stabili prin reglementările specifice obligații de serviciu public pentru fiecare activitate din sectorul gazelor naturale, aplicabile tuturor titularilor de licență, sau autorizații în mod transparent, echidistant și nediscriminatoriu, conform art. 173 alin. (2).

Activitatea de transport al gazelor naturale constituie serviciu public de interes național, conform art. 125 alin. (1), iar activitatea de distribuție a gazelor naturale, cu excepția celei realizate prin sistemele de distribuție închise, constituie serviciu public de interes general, conform art. 135.

Suplimentar, măsurile corespunzătoare pentru protecția clienților finali garantând, în special, protecția adecvată a clienților vulnerabili sunt stipulate în Legea nr. 123/2012, în special cele aplicabile unei piețe a gazelor naturale liberalizată.

De asemenea, Legea nr. 123/2012 stipulează obligațiile furnizorului de ultimă instanță, atât pentru gaze naturale, cât și pentru energia electrică (definit ca *furnizorul desemnat* de autoritatea competentă pentru a presta serviciul de furnizare în condiții specifice reglementate), și anume:

- are obligația de a asigura furnizarea gazelor naturale clienților finali, în conformitate cu reglementările ANRE, la prețuri reglementate de ANRE, conform art. 144 alin. (1);
- are obligația de a furniza, conform reglementărilor emise de ANRE, gaze naturale clienților finali al căror furnizor se află în situația de a i se retrage licența de furnizare în cursul desfășurării activității sau în orice altă situație identificată de ANRE în care clienții finali nu au asigurată furnizarea de gaze naturale din nicio altă sursă, conform art. 144 alin. (2).



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

10. CONSULTAREA CU PĂRȚILE INTERESATE

Având în vedere importanța și implicațiile Planului de acțiuni preventive privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale a populației din România și, în special, a clienților protejați, Ministerul Energiei a supus proiectul Planului de acțiuni preventive unei consultări publice, în scopul colectării, de la părțile interesate, de propuneri, sugestii și opinii cu valoare de recomandare cu privire la acest document.

Scopul consultării a vizat creșterea transparenței procesului decizional și a permis, în același timp, acumularea de informații 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 instituției, a anunțului privind inițierea procesului de consultare publică cu privire la proiectul Planului de acțiuni preventive. Proiectul Planului de acțiuni preventive a fost anexat acestui anunț de inițiere a consultării publice.

Suplimentar, proiectul a fost transmis pentru puncte de vedere/ observații și propuneri unor întreprinderi din sectorul gazelor naturale, unor producători de energie electrică și operatorilor de transport și de sistem: de energie electrică și de gaze naturale, după cum urmează: Autoritatea de Reglementare în domeniul Energiei, Federația Asociațiilor Companiilor de Utilități din Energie, Societatea Națională de Transport Gaze Naturale Transgaz S.A., Societatea Națională de Gaze Naturale ROMGAZ S.A., OMV PETROM S.A., Compania Națională de Transport al Energiei Electrice TRANSELECTRICA S.A., Electrocentrale București S.A. ELCEN, Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale DEPOGAZ Ploiești S.R.L. și DEPOMUREȘ S.A..

Proiectul Planului de acțiuni preventive a fost transmis autorităților competente din Ungaria și Republica Bulgaria pentru consultare.

Lista părților interesate ce au trimis observații la proiectul Planului de acțiuni preventive în cadrul consultării publice este prezentată mai jos:

- Autoritatea de Reglementare în domeniul Energiei;
- Federația Asociațiilor Companiilor de Utilități din Energie;
- Electrocentrale București S.A. ELCEN;
- Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale DEPOGAZ Ploiești S.R.L.;
- DEPOMUREȘ S.A..

Observațiile și comentariile, transmise de părțile interesate, de ordin general și specific au fost evaluate și parțial preluate și au vizat în principal următoarele teme:

- Includerea de modificări cu privire la proiectele de investiții;
- Completări ale scenariilor de risc referitoare la aprovizionarea cu gaze naturale în România analizate;
- Transmiterea de date suplimentare privind calculul formulei N-1 la nivel național;
- Propuneri de modificare a unor măsuri preventive;
- Creșterea relevanței contractelor cu clauze de interruptibilitate.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

11. DIMENSIUNEA REGIONALĂ³⁰

11.1. 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*:

$$N - 1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + GNL_m - I_m}{D_{max} - D_{eff}} \times 100, \quad N - 1 \geq 100\%$$

Definiții ale parametrilor utilizați pentru calcularea formulei N-1:

EP_m	Capacitatea tehnică a punctelor de intrare (în milioane de m ³ pe zi), altele decât cele aferente instalațiilor de producție, instalațiilor GNL și de stocare, simbolizate prin P _m , GNL _m și S _m , înseamnă suma capacităților tehnice ale tuturor punctelor de intrare de la frontieră capabile să furnizeze gaze către zona luată în calcul.
P_m	Capacitatea tehnică maximă de producție (în milioane de m ³ pe zi) înseamnă suma capacităților tehnice zilnice maxime de producție ale tuturor instalațiilor de producție a gazelor, care pot fi furnizate la punctele de intrare din zona luată în calcul.
S_m	Capacitatea tehnică maximă de stocare (în milioane de m ³ pe zi) înseamnă suma capacităților tehnice zilnice maxime de extracție din toate instalațiile de stocare, care pot fi furnizate la punctele de intrare din zona luată în calcul, ținând seama de caracteristicile fizice ale fiecăreia. După cum se specifică în regulament, capacitatea maximă utilizată în calcul este evaluată luând în considerare toate depozitele la 100% și 30% din volumele lor de lucru.
GNL_m	Capacitatea tehnică maximă a instalațiilor GNL (în milioane de m ³ pe zi) înseamnă suma capacităților tehnice zilnice maxime de extracție din toate instalațiile GNL din zona luată în calcul, luând în considerare elemente critice precum descărcarea, serviciile auxiliare, depozitarea temporară și regazeificarea GNL, capacitatea tehnică de extracție precum și capacitatea de interconectare cu transportul rețea.
I_m	Capacitatea tehnică maximă a infrastructurii unice principale de gaze de interes comun (în milioane de m ³ pe zi).
D_{max}	Cererea zilnică totală de gaze pentru întregul grup (în milioane de m ³ pe zi) pe parcursul unei zile cu cerere de gaze excepțional de mare, constatată statistic o dată la 20 de ani.

³⁰Sursa: Joint Research Centre (Comisia Europeană) - Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc pentru furnizarea de gaze din est - Ucraina și Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc Transbalcanic. Autoritățile Competente ale Statelor Membre din grupurile de risc – 2019.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

D_{eff}	Partea (în milioane de m ³ pe zi) din D _{max} care, în cazul unei întreruperi a furnizării de gaze, poate fi acoperită într-o măsură suficientă și în timp util prin măsuri de piață axate pe cerere.
------------------------	---

Pentru a analiza riscul asociat cu întreruperile aprovizionării cu gaze naturale a rutei ucrainiene, în formula N-1, a fost adoptată ca infrastructură unică principală de gaze: Uzhgorod-Velke Kapusany, punctul de intrare situat la granița dintre Slovacia și Ucraina.

Formula N-1 a fost calculată pentru situația de întrerupere totală a coridorului de aprovizionare Ucraina.

Formula N-1 a fost calculată luând în considerare capacitatea USG 100% și nivelul de umplere USG 30%. Formula N-1 a fost calculată pentru două orizonturi de timp, adică scenariul 2018/2019 și scenariul 2020/2021.

Un rezumat al setului de date utilizate pentru calculul formulei N-1, în Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc Ucraina, este prezentat în tabele de mai jos, pentru scenariul 2018/2019 (a se vedea Tabelul 28. și Tabelul 29.) și pentru scenariul 2020/2021 (a se vedea Tabelul 30. și Tabelul 31.).

Tabelul 32. prezintă valorile formulei N-1, calculate pentru cele două niveluri de umplere 30% și 100%, pentru scenariul 2018/2019 și scenariul 2020/2021.

Tabel 28. Capacitatea punctului de interconectare Uzhgorod, în [MSm³/zi], pentru scenariul 2018/2019

Întrerupere (I _m)	Capacitate
Uzhgorod	227,4
Coridor de aprovizionare Ucraina	336,5

Tabel 29. Setul de date utilizat pentru calcularea formulei N-1, în [MSm³/zi], pentru scenariul 2018/2019

Statele Membre	E _{p_m}	G _{N_{L_m}}	S _m 100%	S _m 30%	P _m	D _{max}
Austria	-	-	66,4	44,4	3,4	55,3
Bulgaria	-	-	4,2	2,9	0,6	18,2
Croația	-	-	5,8	3,2	3,5	16,6
Republica Cehă	-	-	59,1	41,0	0,5	68,2
Germania	471,0	-	612,4	479,3	26,2	474,8



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Grecia	4,5	20,2	-	-	-	20,1
Ungaria	82,9	-	78,6	68	5,5	77,4
Italia	133,6	51,9	263,2	171,8	15,5	443,0
Luxemburg	4,3	-	-	-	-	4,8
Polonia	137,7	14,4	51,5	40,7	7,2	86,7
România	103,7	-	29,0	-	26,0	72,0
Slovacia	250,9	-	52,61	39,5	0,2	45,1
Slovenia	-	-	-	-	-	4,9
TOTAL	1.188,6	86,5	1.170,2	890,8	88,6	1.387,1

Tabel 30. Capacitatea punctului de interconectare Uzhgorod, în [MSm³/zi], pentru scenariul 2020/2021

Întrerupere (Im)	Capacitate
Uzhgorod	191,7
Coridor de aprovizionare Ucraina	294,0

Tabel 31. Setul de date utilizat pentru calcularea formulei N-1, în [MSm³/zi], pentru scenariul 2020/2021

Statele Membre	Ep_m	GNL_m	S_m 100%	S_m 30%	P_m	D_{max}
Austria	-	-	66,4	44,4	3,4	55,3
Bulgaria	14,6	-	4,2	2,9	1,1	20,3
Croația	-	-	5,8	3,2	3,5	16,6
Republica Cehă	-	-	59,1	41,0	0,4	68,2
Germania	471,0	-	612,4	479,3	26,2	474,8
Grecia	36,1	20,2	-	-	-	21,1
Ungaria	71,3	-	78,6	69,5	3,6	89,5
Italia	152,9	51,9	291,3	190,8	18,9	438,0
Luxemburg	4,3	-	-	-	-	4,8
Polonia	137,7	14,4	51,5	40,7	7,2	97



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

România	103,7	-	29,0	-	26,5	72,0
Slovacia	204,3	-	52,61	39,5	0,3	34,7
Slovenia	-	-	-	-	-	6,1
TOTAL	1.200,0	86,5	1.198,3	911,3	91,3	1.386,3

Tabelul 32. Valorile pentru formula N-1

		2018/2019	2020/2021
Uzhgorod	USG 100%	166 %	172 %
	USG 30%	146 %	151 %
Coridor de aprovizionare Ucraina	USG 100%	158 %	165 %
	USG 30%	138 %	144 %

În fiecare caz, valorile rezultate pentru formula N-1 sunt mult peste 100%, ceea ce înseamnă că infrastructurile de gaze regionale sunt dimensionate corespunzător pentru a acoperi cererea maximă a Statelor Membre implicate.

Cu toate acestea, formula N-1 nu ia în considerare posibila existență a blocajelor interne sau a problemelor induse de funcționarea defectuoasă a punctelor interne de interconectare sau lipsa capacității disponibile pentru preluarea volumelor de gaze naturale.

11.2. 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 folosește 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 adoptată ca infrastructură unică principală de gaze de interes comun punctul de interconectare Orlovka - Isaccea.

Valorile capacității infrastructurii trans-balcanice sunt integrate în descrierea sistemului Grupului de risc Ucraina.

Prezentarea valorilor estimate în formula N-1 se realizează pentru următoarele două situații, în funcție 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 trei State Membre este considerată o singură „zonă calculată” și sunt luate în considerare doar punctele de intrare care leagă regiunea de țările din afara regiunii. Punctele transfrontaliere din interiorul regiunii nu sunt



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

incluse. Calculul formulei N-1 a fost realizat pentru perioada 2019-2022 luându-se în considerare schimbările planificate în infrastructura și producția din regiune.

După cum s-a menționat mai sus, atunci când se consideră România, Bulgaria și Grecia ca o regiune, zona are 4 puncte de intrare (EP). Medieșu (EP1) și Isaccea (EP2) sunt puncte de intrare în România pentru gazele din Federația Rusă care tranzitează Ucraina. O parte din gazele care intră în Isaccea tranzitează România spre Bulgaria. În Bulgaria gazele intră la Negru Voda I, Negru Voda II și Negru Voda III. Din Bulgaria gazele sunt transportate spre Grecia, prin punctul Sidirokastron. Csanádpalota (EP3) este punctul de intrare în România din Ungaria și Kipi (EP4) este punctul de intrare în Grecia din Turcia.

Tabelul 33 prezintă capacitatea tehnică zilnică maximă în punctele de intrare, în $M(S)m^3/zi$, la nivelul Grupului de risc Transbalcanic, începând cu anul 2019.

Tabel 33. Capacitatea tehnică maximă a punctelor de intrare, în $M(S)m^3/zi$, la nivelul Grupului de risc Transbalcanic

Ucraina → România		Ungaria → România	Turcia → Grecia
EP1	EP2	EP3	EP4
Medieșu Aurit	Isaccea	Csanadpalota	Kipi
11	23.6	4.8	4.5
	18.8*		
	50.4*		
113.1 (total)			

În Tabelele 34. și 35. se prezintă parametrii utilizați pentru calculul formulei N-1, în Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc Transbalcanic, cu și fără măsuri de piață axate pe cerere.

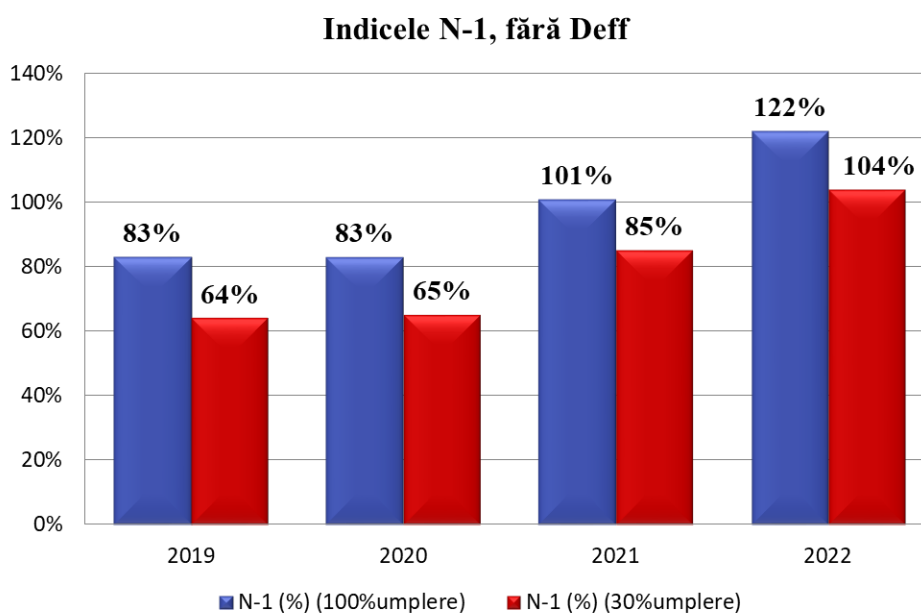


Figura 7. Calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc Transbalcanic, fără Deff



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

**Tabel 34. Parametrii utilizați pentru calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc
Transbalcanic, fără D_{eff}**

	2019		2020		2021		2022*	
	[M(S) m ³ /zi]	[GWh/zi]* *	[M(S)m ³ /zi]	[GWh/ zi]	[M(S)m ³ /zi]	[GWh/ zi]	[M(S)m ³ /zi]	[GWh/ zi]
EP_m (total)	113.10	1,195.47	113.10	1,195.47	110.50	1,167.9 9	137.40	1,452.3 2
Bulgaria	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14.60	154.32
Grecia	4.50	47.57	4.50	47.57	4.50	47.57	9.60	101.47
România	108.60	1,147.90	108.60	1,147.90	106.00	1,120.4 2	113.20	1,196.5 2
P_m (total)	26.16	276.51	26.55	280.63	47.70	504.19	47.04	497.21
Bulgaria	0.16	1.69	0.55	5.81	1.10	11.63	1.64	17.33
Grecia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
România	26.00	274.82	26.00	274.82	46.60	492.56	45.40	479.88
S_m (total) (umplere 100%)	33.25	351.45	33.25	351.45	33.25	351.45	33.25	351.45
Bulgaria	3.75	39.64	3.75	39.64	3.75	39.64	3.75	39.64
Grecia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
România	29.50	311.82	29.50	311.82	29.50	311.82	29.50	311.82
S_m (total) (umplere 30%)	10.96	115.85	10.96	115.85	10.96	115.85	10.96	115.85
Bulgaria	2.11	22.30	2.11	22.30	2.11	22.30	2.11	22.30
Grecia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
România	8.85	93.54	8.85	93.54	8.85	93.54	8.85	93.54
GNL_m (total)	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51
Bulgaria	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Grecia	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51
România	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
I_m	92.80	980.90	92.80	980.90	90.20	953.41	90.20	953.41
D_{max} (total)	115.99	1,226.01	115.99	1,226.01	115.99	1,226.0 1	115.99	1,226.0 1
D_{eff}	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
N-1 (%) (umplere)	86.14%		86.47%		104.71%		127.33%	



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

100%)				
N-1 (%) (umplere 30%)	66.92%	67.26%	85.49%	108.11%

Concluzii:

N-1 > 100% pentru anul **2022 în toate cazurile** ($D_{eff} = 0$, $D_{eff} > 0$, umplere 30% & 100%)

N-1 > 100% de asemenea pentru anul **2021** doar pentru cazul **umplere 100%**

Măsurile referitoare la cerere → formula N-1 are un rezultat mai mic decât **100%** pentru aceiași ani ca și în cazul neaplicării D_{eff} .

Luând în considerare măsurile axate pe cerere, se poate îmbunătăți valoarea rezultată din calculul formulei N-1 cu 4% până la 6% (în cifre absolute).

Valorile rezultate pentru formulă N-1 pentru perioada 2019-2022 (a se vedea Figura 7.) arată că, în cazul întreruperii infrastructurii principale unice de gaze (punctul de interconectare Orlovka - Isaccea), capacitatea infrastructurii rămase va putea furniza cantitatea necesară de gaze pentru satisfacerea cererii de gaze din zona calculată într-o zi cu o cerere excepțional de mare de gaze (care apare cu o probabilitate statistică de o dată la 20 de ani), numai după anul 2021 (luând în considerare nivelul de gaze din depozitele subterane de 100% din volumul de gaze util). După cum se poate observa, pentru anii 2019 și 2020, formula N-1 are o valoare mai mică de 100%, în timp ce, în cazul în care nivelul de gaze din depozitele subterane este considerat egal cu 30% din volumul de gaze util, formula N-1 este mai mică de 100% și pentru anul 2022.

Indicele N-1, cu D_{eff}

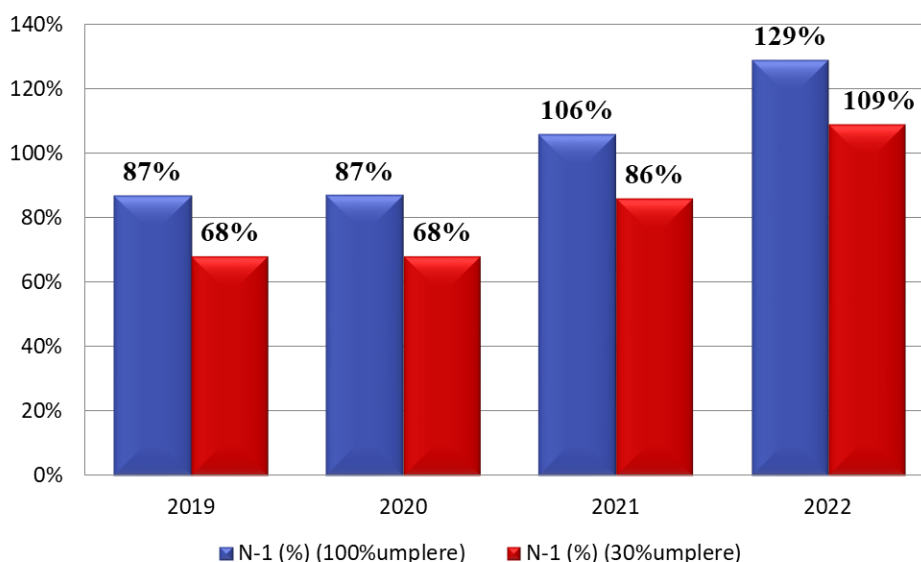


Figura 8. Calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc Transbalcanic, cu D_{eff}

Tabel 35. Parametrii utilizați pentru calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc Transbalcanic, cu D_{eff}

	2019	2020	2021	2022*
--	------	------	------	-------



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

	M(S)m ³ / zi	GWh/zi	M(S)m ³ / zi	GWh/zi	M(S)m ³ / zi	GWh/z i	M(S)m ³ / zi	GWh/z i
EP_m (total)	113.10	1,195.47	113.10	1,195.47	110.50	1,167.9 9	137.40	1,452.3 2
Bulgaria	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14.60	154.32
Grecia	4.50	47.57	4.50	47.57	4.50	47.57	9.60	101.47
România	108.60	1,147.90	108.60	1,147.90	106.00	1,120.4 2	113.20	1,196.5 2
P_m (total)	26.16	276.51	26.55	280.63	47.70	504.19	47.04	497.21
Bulgaria	0.16	1.69	0.55	5.81	1.10	11.63	1.64	17.33
Grecia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
România	26.00	274.82	26.00	274.82	46.60	492.56	45.40	479.88
S_m (total) (umplere 100%)	33.25	351.45	33.25	351.45	33.25	351.45	33.25	351.45
Bulgaria	3.75	39.64	3.75	39.64	3.75	39.64	3.75	39.64
Grecia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
România	29.50	311.82	29.50	311.82	29.50	311.82	29.50	311.82
S_m (total) (umplere 30%)	10.96	115.85	10.96	115.85	10.96	115.85	10.96	115.85
Bulgaria	2.11	22.30	2.11	22.30	2.11	22.30	2.11	22.30
Grecia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
România	8.85	93.54	8.85	93.54	8.85	93.54	8.85	93.54
GNL_m (total)	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51
Bulgaria	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Grecia	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51
România	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
I_m	92.80	980.90	92.80	980.90	90.20	953.41	90.20	953.41
D_{max} (total)	115.99	1,226.01	115.99	1,226.01	115.99	1,226.0 1	115.99	1,226.0 1
D_{eff}	5.72	60.50	5.72	60.50	5.72	60.50	5.72	60.50
N-1 (%) (umplere 100%)	90.61%		90.96%		110.14%		133.94%	
N-1 (%) (umplere 30%)	70.39%		70.75%		89.93%		113.72%	



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Tabelul 36. prezintă capacitatea tehnică maximă a punctelor de ieșire, la nivelul Grupului de risc Transbalcanic, începând cu anul 2019. Având în vedere aceste două puncte de ieșire, o abordare alternativă la calcularea formulei N-1 poate fi luată în considerare prin reducerea a cantității totale de gaze care intră în regiune cu cantitatea de gaze de tranzit, adică scăderea valorii de 46,88 M(S) m³/zi în calculul formulei N-1.

Tabel 36. Capacitatea tehnică maximă (în M(S)m³/zi) a punctelor de ieșire la nivelul Grupului de risc Transbalcanic

<i>Bulgaria → Turcia</i>	<i>Bulgaria → Macedonia de Nord</i>
EXP1	EXP2
Malkoclar	Zidilovo
44.35	2.53
46.88 (total)	

În Tabelele 37. și 38. se prezintă calculul formulei N-1, în Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc Transbalcanic, bazat pe aplicarea celei de-a doua abordări, cu și fără măsuri de piață axate pe cerere.

În Figurile 9. și 10. se prezintă rezultatele formulei N-1, bazat pe aplicarea celei de-a doua abordări, care evidențiază că dependența de tranzitul de gaze are o mare importanță pentru calculul formulei N-1 pentru regiunea balcanică, în perioada 2019-2022.

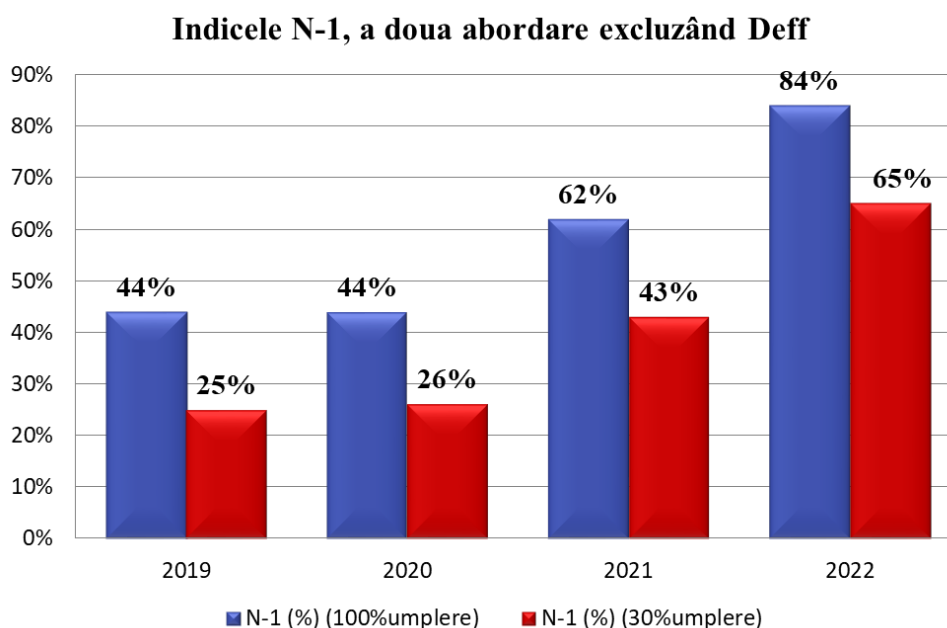


Figura 9. Calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc Transbalcanic, fără gazul de tranzit (a doua abordare) și fără Deff



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

**Tabel 37. Parametrii utilizați pentru calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc
Transbalcanic, fără gazul de tranzit (a doua abordare) și fără D_{eff}**

	2019		2020		2021		2022*	
	(S)mcm/ zi	GWh/zi	(S)mcm/ zi	GWh/zi	(S)mcm/ zi	GWh/zi	(S)mcm/ zi	GWh/zi
EP_m (total)	113.10	1,195.47	113.10	1,195.47	110.50	1,167.99	137.40	1,452.32
Bulgaria	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14.60	154.32
Grecia	4.50	47.57	4.50	47.57	4.50	47.57	9.60	101.47
România	108.60	1,147.90	108.60	1,147.90	106.00	1,120.42	113.20	1,196.52
ExitP_m (total)	46.88	495.52	46.88	495.52	46.88	495.52	46.88	495.52
EXP1	44.35	468.78	44.35	468.78	44.35	468.78	44.35	468.78
EXP2	2.53	26.74	2.53	26.74	2.53	26.74	2.53	26.74
P_m (tot)	26.16	276.51	26.55	280.63	47.70	504.19	47.04	497.21
Bulgaria	0.16	1.69	0.55	5.81	1.10	11.63	1.64	17.33
Grecia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
România	26.00	274.82	26.00	274.82	46.60	492.56	45.40	479.88
S_m (tot) (umplere 100%)	33.25	351.45	33.25	351.45	33.25	351.45	33.25	351.45
Bulgaria	3.75	39.64	3.75	39.64	3.75	39.64	3.75	39.64
Grecia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
România	29.50	311.82	29.50	311.82	29.50	311.82	29.50	311.82
S_m (total) (umplere 30%)	10.96	115.85	10.96	115.85	10.96	115.85	10.96	115.85
Bulgaria	2.11	22.30	2.11	22.30	2.11	22.30	2.11	22.30
Grecia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
România	8.85	93.54	8.85	93.54	8.85	93.54	8.85	93.54
GNL_m (total)	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51
Bulgaria	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Grecia	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51
România	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
I_m	92.80	980.90	92.80	980.90	90.20	953.41	90.20	953.41
D_{max}	115.99	1,226.01	115.99	1,226.01	115.99	1,226.01	115.99	1,226.01



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

(total)								
D _{eff}	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
N-1 (%) (umplere 100%)	45.72%		46.06%		64.29%		86.91%	
N-1 (%) (umplere 30%)	26.50%		26.84%		45.07%		67.70%	

Indicele N-1, a doua abordare incluzând D_{eff}

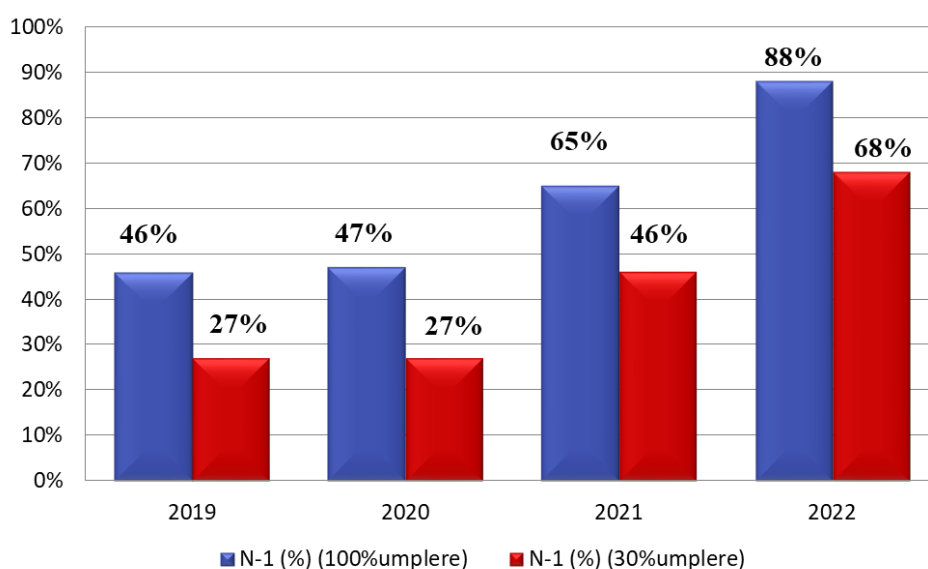


Figura 10. Calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc Transbalcanic, fără gazul de tranzit (a doua abordare) și cu D_{eff}

Tabel 38. Parametrii utilizați pentru calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc Transbalcanic, fără gazul de tranzit (a doua abordare) și cu D_{eff}

	2019		2020		2021		2022*	
	(S)mcm/zi	GWh/zi	(S)mcm/zi	GWh/zi	(S)mcm/zi	GWh/zi	(S)mcm/zi	GWh/zi
EP _m (total)	113.10	1,195.47	113.10	1,195.47	110.50	1,167.99	137.40	1,452.32
Bulgaria	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14.60	154.32
Grecia	4.50	47.57	4.50	47.57	4.50	47.57	9.60	101.47
România	108.60	1,147.90	108.60	1,147.90	106.00	1,120.42	113.20	1,196.52
ExitP _m (total)	46.88	495.52	46.88	495.52	46.88	495.52	46.88	495.52
EXP1	44.35	468.78	44.35	468.78	44.35	468.78	44.35	468.78
EXP2	2.53	26.74	2.53	26.74	2.53	26.74	2.53	26.74
P _m (total)	26.16	276.51	26.55	280.63	47.70	504.19	47.04	497.21



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Bulgaria	0.16	1.69	0.55	5.81	1.10	11.63	1.64	17.33
Grecia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
România	26.00	274.82	26.00	274.82	46.60	492.56	45.40	479.88
S_m (total) (umplere 100%)	33.25	351.45	33.25	351.45	33.25	351.45	33.25	351.45
Bulgaria	3.75	39.64	3.75	39.64	3.75	39.64	3.75	39.64
Grecia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
România	29.50	311.82	29.50	311.82	29.50	311.82	29.50	311.82
S_m (total)(umplere 30%)	10.96	115.85	10.96	115.85	10.96	115.85	10.96	115.85
Bulgaria	2.11	22.30	2.11	22.30	2.11	22.30	2.11	22.30
Grecia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
România	8.85	93.54	8.85	93.54	8.85	93.54	8.85	93.54
GNL_m (total)	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51
Bulgaria	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Grecia	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51
România	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
I_m	92.80	980.90	92.80	980.90	90.20	953.41	90.20	953.41
D_{max} (total)	115.99	1,226.01	115.99	1,226.01	115.99	1,226.01	115.99	1,226.01
D_{eff}	5.72	60.50	5.72	60.50	5.72	60.50	5.72	60.50
N-1 (%) (umplere 100%)	48.09%		48.45%		67.63%		91.42%	
N-1 (%) (umplere 30%)	27.88%		28.23%		47.41%		71.21%	

Concluzie: În cazul în care fluxurile de tranzit sunt întrerupte (fluxuri destinate țărilor vecine de-a lungul lanțului de aprovizionare- Turcia și Macedonia de Nord), formula N-1 are valori sub 100%, în toate cazurile, chiar și în cazul în care sunt aplicate măsurile axate pe piață, în perioada 2019-2022.

11.3. Mecanismele dezvoltate pentru cooperare între Statele Membre

Așa cum este prevăzut în art. 3 alin. (6) din Regulament, ca mijloc de consolidare a cooperării regionale se utilizează Sistemul Regional de Coordonare pentru Gaze (Sistemul ReCo pentru



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Gaze), înființat de ENTSO-G, care este compus din grupuri permanente de experți, pentru furnizarea de informații privind fluxurile de gaze, precum și pentru furnizarea de expertiză tehnică și operațională între operatorii de transport și de sistem, în situații de urgență la nivel regional sau la nivelul Uniunii.

Există trei echipe ReCo: nord-vest, est și 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.

Așa cum este menționat în Regulament, Autoritățile Competente ale Statelor Membre din cadrul Grupurilor de risc trebuie să asigure un nivel corespunzător de schimb de informații și de cooperare în caz de situație de urgență la nivel regional sau la nivelul Uniunii.

Operatorii de sisteme de transport cooperează și schimbă informații, inclusiv privind fluxurile de aprovizionare cu gaze într-o situație de criză, utilizând Sistemul regional de coordonare pentru gaze și, de asemenea, în consultările privind Planul de dezvoltare a rețelei europene de transport gaze naturale pe 10 ani (TYNDP).

11.4. Măsuri necesare pentru punerea în aplicare a principiului solidarității

Introducerea principiului solidarității, conform art. 13 din Regulament, prin care se impune Statelor Membre conectate direct sau prin intermediul unei țări terțe să adopte obligații de solidaritate și să încheie acorduri tehnice, juridice și financiare, pentru a putea lua măsuri pentru asigurarea aprovizionării cu gaze naturale pentru consumatorii vulnerabili, chiar și în timpul celor mai severe situații de criză este necesar ca între autoritățile competente să existe, în avans, o relație de cooperare și o înțelegere comună a gestionării nivelurilor de criză și a măsurilor care ar trebui întreprinse, astfel încât gestionarea crizelor să poată fi realizată.

În acest sens, Ministerul Energiei a elaborat un proiect de Acord privind măsurile de solidaritate pentru a asigura siguranța aprovizionării cu gaze, care a fost supus consultării întreprinderilor din sectorul gazelor naturale, operatorului de transport și de sistem de gaze naturale și Autorității de Reglementare în domeniul Energiei.

Proiectul de Acord a fost transmis autorităților competente din Statele Membre vecine, după care va fi supus aprobării Guvernului României.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

12. CONCLUZII

Planul de acțiuni preventive a fost stabilit în conformitate cu prevederile Regulamentului.

Planul descrie instrumentele disponibile pe piața gazieră din România, respectiv numai măsurile bazate pe piață, necesare pentru a asigura securitatea aprovizionării consumatorilor finali și pentru a face față unor incidente neprevăzute.

La nivelul măsurilor preventive, se utilizează atât măsurile bazate pe piață axate pe cerere, cât și cele axate pe ofertă. Măsurile nebazate pe piață nu sunt utilizate.

Măsurile bazate pe piață reprezintă o componentă esențială a funcționării normale a pieței, dar acestea pot fi utilizate, totodată, în situațiile de criză, care sunt descrise în Planul de urgență.

Aceste măsuri bazate pe piață se pot realiza în cea mai mare măsură datorită faptului că infrastructura națională de gaze naturale este dezvoltată și că sursele de alimentare cu gaze sunt bine diversificate.

Structura fizică a Sistemului Național de Transport oferă posibilitatea identificării și constituirii unor culoare de transport gaze naturale care să răspundă atât necesităților privind asigurarea alimentării cu gaze naturale a diferitelor zone de consum din țară cât și necesităților privind transferul prin sistemul românesc a unor cantități de gaze naturale între sistemele țărilor vecine, ca o cerință impusă de liberalizarea piețelor gazelor naturale și de reglementările europene.

În ceea ce privește sursele de aprovizionare interne, eventualele incidente care pot afecta procesul de producție 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 redirectionare/compensare în cazul indisponibilității capacităților în perioada de intervenție.

Sistemul de înmagazinare subterană a gazelor naturale din România este unul dintre elementele care contribuie la optimizarea utilizării infrastructurii de transport a gazelor naturale și la echilibrarea sistemului, contribuie la crearea unui echilibru între consum și producția internă și importuri și la creșterea eficienței SNT, ajutând în mod semnificativ la asigurarea aprovizionării cu gaze către clienții finali în cazul întreruperii sau limitării alimentării cu gaze naturale.

Producția de energie electrică ar putea fi afectată de disfuncționalitățile aprovizionării cu gaze naturale în România, deoarece producția de energie electrică în centralele pe hidrocarburi (gaze naturale) reprezintă aproximativ 16% din producția totală de energie electrică, iar perspectiva este creșterea acestei cote prin implementarea noii politici ecologice europene.

România are cea mai mare piață gazieră din regiune și cea mai mică dependență de importuri, înregistrează 80% din producția din regiune. Deși există o scădere a producției interne de gaze naturale, România are încă un potențial ridicat de producție internă, cu posibilități de dezvoltare viitoare odată ce capacitățile de producție din perimetrele din Marea Neagră vor începe să producă.

Rezultatul obținut în *Evaluarea națională a riscurilor* pentru formula N-1, și anume valoarea formulei N-1 este peste 100%, indică faptul că infrastructurile naționale de gaze sunt dimensionate corespunzător pentru a acoperi cererea maximă din România

Planul descrie, de asemenea, obligațiile întreprinderilor din domeniul gazelor naturale, stipulate în Legea nr. 123/2012, care se aplică pieței gaziere din România, pentru a se asigura că acestea utilizează instrumentele disponibile pentru asigurarea furnizării gazelor naturale în siguranță către consumatorii finali și în special către clienții protejați.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

În concluzie, Sistemul de gaze din România este pro-activ în raport cu cerințele Regulamentului (UE) 2017/1938 al Parlamentului European și al Consiliului din 25 octombrie 2017 privind măsurile pentru protejarea securității aprovizionării cu gaze și abrogarea Regulamentului 994/2010.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

LISTA FIGURILOR:

	Pag.
Figura 1. Harta Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	8
Figura 2. Componenta Grupului de risc Ucraina	23
Figura 3. Harta punctelor transfrontaliere din Grupul de risc Transbalcanic	29
Figura 4. Harta punctelor de interconectare transfrontalieră ale SNT	55
Figura 5. Harta proiectelor majore din SNT	68
Figura 6. Proiecte majore de înmagazinare gaze naturale - Filiala de Înmagazinare gaze naturale DEPOGAZ Ploiești S.R.L. și DEPOMUREȘ S.A.	76
Figura 7. Calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc Transbalcanic, fără D_{eff}	85
Figura 8. Calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc Transbalcanic, cu D_{eff}	87
Figura 9. Calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc Transbalcanic, fără gazul de tranzit (a doua abordare) și fără D_{eff}	89
Figura 10. Calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc Transbalcanic, fără gazul de tranzit (a doua abordare) și cu D_{eff}	91



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

LISTA TABELELOR:

	Pag.
Tabel 1. Infrastructura existentă a SNT	9
Tabel 2. Caracteristicile tehnice ale depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale	12
Tabel 3. Principalele cifre privind consumul de gaze în România	14
Tabel 4. Structura consumului total de gaze naturale pe tipuri de clienți finali, în anul 2019	14
Tabel 5. Evoluția producției de energie primară în România, pe tipuri de sursă	15
Tabel 6. Producția internă de gaze naturale în România	16
Tabel 7 Importul de gaze naturale în România	18
Tabel 8. Importul de gaze naturale pe surse de origine	18
Tabel 9. Structura puterii instalate pe tipuri de combustibili	19
Tabel 10. Structura producției anuale de energie electrică în perioada 2015-2019	20
Tabel 11. Producția națională de energie electrică și termică în cogenerare	21
Tabel 12. Capacitatea punctelor de interconectare între Statele Membre din Grupul de risc Ucraina	24
Tabel 13. Terminale de regasificare a GNL	25
Tabel 14. Capacitatea de stocare (total și volum util) și accesul transfrontalier	26
Tabel 15. Capacitatea maximă zilnică de extracție pentru niveluri diferite de umplere în comparație cu cererea maximă	26
Tabel 16. Producția internă de gaze naturale a Statelor Membre din Grupul de risc Ucraina	27
Tabelul 17. Rolul gazelor naturale în producția de energie electrică a Statelor Membre din Grupul de risc Ucraina	28
Tabel 18. Capacitatea fermă și întreruptibilă în punctele transfrontaliere din Grupul de risc Transbalcanic	30
Tabel 19. Rezumatul scenariilor selectate pentru Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc Ucraina	33
Tabel 20. Rezumatul scenariilor de risc pentru Evaluarea comună a riscurilor	41



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

pentru Grupul de risc Transbalcanic

Tabel 21. Matricea de risc care descrie clasificarea scenariilor de risc pe baza scalelor de severitate și de probabilitate selectate	45
Tabel 22. Matricea riscurilor	47
Tabel 23. Caracteristicile conductelor de interconectare transfrontalieră la punctele de intrare din sistemele de transport din țările vecine	54
Tabel 24. Ponderea clienților casnici în total consum	57
Tabel 25. Ponderea consumatorilor protejați în total consum	57
Tabel 26. Măsuri bazate pe piață, axate pe cerere și ofertă	59
Tabel 27. Rezumatul obligațiilor întreprinderilor din domeniul gazelor naturale referitoare la funcționarea în siguranță a rețelei naționale de gaze naturale	66
Tabel 28. Capacitatea punctului de interconectare Uzhgorod, în [MSm ³ /zi], pentru scenariul 2018/2019	82
Tabel 29. Setul de date utilizat pentru calcularea formulei N-1, în [MSm ³ /zi], pentru scenariul 2018/2019	82
Tabelul 30. Capacitatea punctului de interconectare Uzhgorod, în [MSm ³ /zi], pentru scenariul 2020/2021	83
Tabel 31. Setul de date utilizat pentru calcularea formulei N-1, în [MSm ³ /zi], pentru scenariul 2020/2021	83
Tabel 32. Valorile pentru formula N-1	84
Tabel 33. Capacitatea tehnică maximă a punctelor de intrare, în M(S)m ³ /zi, la nivelul Grupului de risc Transbalcanic	85
Tabel 34. Parametrii utilizați pentru calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc Transbalcanic, fără D _{eff}	86
Tabel 35. Parametrii utilizați pentru calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc Transbalcanic, cu D _{eff}	87
Tabel 36. Capacitatea tehnică maximă (în M(S)m ³ /zi) a punctelor de ieșire la nivelul Grupului de risc Transbalcanic	89
Tabel 37. Parametrii utilizați pentru calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc Transbalcanic, fără gazul de tranzit (a doua abordare) și fără D _{eff}	90
Tabel 38. Parametrii utilizați pentru calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc Transbalcanic, fără gazul de tranzit (a doua abordare) și cu D _{eff}	91