

**RAPORT
PRIVIND REALIZAREA
INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ PENTRU
SERVICIUL DE TRANSPORT ȘI DE SISTEM ȘI SERVICIUL DE
DISTRIBUȚIE A GAZELOR NATURALE, ÎN ANUL GAZIER
01.10.2018 - 30.09.2019
ȘI
STAREA TEHNICĂ A SISTEMELOR
DE TRANSPORT ȘI DE DISTRIBUȚIE A GAZELOR NATURALE
- 2019 -**

Cuprins

1.	Monitorizarea indicatorilor de performanță a serviciului de transport al gazelor naturale.....	3
2.	Monitorizarea indicatorilor de performanță a serviciului de distribuție a gazelor naturale.....	10
3.	Starea tehnică a sistemelor de transport și distribuție ale gazelor naturale.....	23
3.1.	Evoluția cadrului de reglementare privind monitorizarea stării tehnice a sistemelor de gaze naturale de interes public în cursul anului 2019.....	23
3.2.	Monitorizarea respectării normelor de siguranță și fiabilitate a sistemelor din sectorul gazelor naturale	23
3.2.1.	Starea tehnică a sistemelor de transport.....	23
3.2.2.	Starea tehnică a sistemelor de distribuție a gazelor naturale	25
3.3.	Monitorizarea respectării perioadelor de timp necesare pentru racordări și reparații	27
3.3.1.	Monitorizarea respectării perioadelor de timp necesare pentru racordări și reparații pentru sistemul de transport	27
3.3.2.	Monitorizarea respectării perioadelor de timp necesare pentru racordări și reparații pentru sistemul de distribuție	28
4.	Realizarea programelor de investiții în sistemele de gaze naturale	28
4.1.	Monitorizarea realizării planului de dezvoltare pentru sistemul național de transport al gazelor naturale	29
4.1.1	Stadiul proiectelor majore de transport al gazelor naturale cuprinse în PDSNT 2019-2028	30
4.1.2	Stadiul proiectelor majore de înmagazinare a gazelor naturale cuprinse în PDSNT 2019-2028	37
4.1.3	Analiza realizării PDSNT 2019-2028 (costuri investiționale).....	39
4.2.	Monitorizarea realizării planurilor anuale de investiții ale operatorului de	40
4.3.	Monitorizarea realizării planurilor anuale de investiții ale operatorilor de înmagazinare a gazelor naturale.....	41
4.4.	Monitorizarea realizării planurilor anuale de investiții pentru obiectivele/sistemele de distribuție a gazelor naturale	42
5.1.	Realizarea programului anual de mentenanță în sistemul național de transport al gazelor naturale	44
5.2.	Realizarea programului de mentenanță în sistemele de distribuție a gazelor naturale	44

1. Monitorizarea indicatorilor de performanță a serviciului de transport al gazelor naturale

În conformitate cu prevederile art. 8 lit. g) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind modificarea și completarea Legii energiei electrice nr. 13/2007 și Legii gazelor nr. 351/2004, aprobată prin Legea nr. 160/2012, în îndeplinirea atribuțiilor și competențelor sale, ANRE are obligația de a asigura protecția consumatorului, inclusiv prin impunerea unor standarde de calitate a serviciilor publice din sectorul gazelor naturale.

În îndeplinirea acestui obiectiv a fost aprobat prin Ordinul ANRE nr. 161/2015 *Standardul de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale*, care prevede faptul că raportarea indicatorilor prevăzuți în acest standard, aferenți anului gazier 2018-2019, trebuie să fie transmisă de operatorul de transport și de sistem (OTS) până la data de 1 decembrie 2019.

Indicatorii de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale se referă la:

- înregistrarea și soluționarea solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor utilizatorilor privind serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale;
- accesul la sistemul de transport al gazelor naturale;
- racordarea la sistemul de transport al gazelor naturale;
- refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de lucrări la infrastructura sistemului de transport al gazelor naturale;
- respectarea condițiilor de predare-preluare a gazelor naturale;
- limitarea/întreruperea prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale.

Operatorul de transport și de sistem este exonerat de obligația respectării indicatorilor de performanță impuși prin standard în situații de urgență și în caz de forță majoră, declarate în conformitate cu prevederile legale, precum și la apariția unor restricții tehnice parțiale sau totale ale unui sistem din amonte.

În conformitate cu prevederile art. 57 al Standardului de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale, OTS a transmis la ANRE următoarele:

- evidența limitărilor și/sau a întreruperilor planificate și neplanificate;
- evidența solicitărilor privind accesul, respectiv racordarea la sistem;
- indicatorii de performanță a serviciului de transport, determinați conform prevederilor standardului;
- bilanțul compensațiilor plătite pentru depășirea indicatorilor de performanță specifici;
- numărul total al cererilor privind accesul, respectiv racordarea și durata medie de procesare a acestora;
- numărul total al reclamațiilor, sesizărilor și al solicitărilor primite, defalcate pe fiecare indicator specific de performanță și durata medie de procesare a acestora;
- monitorizarea anuală a gradului de satisfacție a solicitanților și a utilizatorilor sistemului.

Pentru anul gazier 01.10.2018 – 30.09.2019, OTS a raportat următorii indicatori de performanță.

Nr. crt.	Indicator general de performanță	Indicator specific de performanță	Condiția de realizare a performanței în %	Abreviere termen utilizat pentru calculul indicatorului	Valoare termen	Grad de îndeplinire a condiției de performanță %
1.	IP ₀	IP ₀ ¹	90	N _{T0}	0	91,84
				N _{T2}	1114	
				N _{inreg}	1213	
				N _{clasate}	7	
2.	IP ₁	IP ₁ ¹	95	N _{Rparametrii10}	3	100
				N _{TRparametrii}	3	
				N _{RCLparametrii}	0	
		IP ₁ ²	95	N _{verificareP24}	0	-
				N _{TverificareP}	0	
		IP ₁ ³	95	N _{Rcalitate15}	301	100
				N _{TRcalitate}	301	
				N _{RCLcalitate}	0	
		IP ₁ ⁴	95	N _{Rmăsurare15}	16	100
				N _{TRmăsurare}	16	
				N _{RCLmăsurare}	0	
		IP ₁ ⁵	95	N _{Vmăsurare2}	0	-
N _{TRmăsurare}	0					
N _{RCLmăsurare}	0					
3.	IP ₂	IP ₂ ¹	95	N _{acces}	20	100
				N _{TCacces}	20	
		IP ₂ ²	95	N _{Racces15}	0	-
				N _{TRacces}	0	
				N _{RCLacces}	0	
4.	IP ₃	IP ₃ ¹	95	N _{racordare}	4	100
				N _{TCracordare}	4	
		IP ₃ ²	95	N _{RRacordare15}	0	-
				N _{TRracordare}	0	
				N _{RCLracordare}	0	
		IP ₃ ³	95	N _{IR}	0	-
				N _{TIR}	0	
		IP ₃ ⁴	95	N _{Rperpif15}	0	-
N _{TRperpif}	0					
N _{RCLperpif}	1					
5.	IP ₄	IP ₄ ¹	95	N _{Rrefacere15}	0	-
				N _{TRrefacere}	0	
				N _{RCLrefacere}	0	
6.	IP ₅	IP ₅ ¹	98	N _{U6}	2656	100
				N _{Uafectati}	2656	
		IP ₅ ²	98	N _{U24}	13	100
				N _{Uafectati}	13	
7.	IP ₆	IP ₆ ¹	98	N _{U5}	673	100
				N _{Uafectati}	673	
		IP ₆ ²	98	N _{Ureluare}	673	100
				N _{Uafectati}	673	
8.	IP ₇	IP ₇ ¹	80	N _{SSR30}	846	97,35

Nr. crt.	Indicator general de performanță	Indicator specific de performanță	Condiția de realizare a performanței în %	Abreviere termen utilizat pentru calculul indicatorului	Valoare termen	Grad de îndeplinire a condiției de performanță %
				N _{TSSR}	869	
				N _{SSRclase}	0	
9.	IP ₈	IP ₈ ¹	98	N _{Atimp60}	415	100
				N _{Atotal}	415	
		IP ₈ ²	98	N _{ASC6}	0	-
				N _{ASCtotal}	0	
10.	IP ₉	IP ₉ ¹	90	N _{comp30}	0	-
				N _{TCcomp}	0	

Astfel, indicatorii de performanță pentru serviciul de transport și de sistem se referă la:

- înregistrarea și soluționarea solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor utilizatorilor privind serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale;
- accesul la sistemul de transport al gazelor naturale;
- racordarea la sistemul de transport al gazelor naturale;
- refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de lucrări la infrastructura sistemului de transport al gazelor naturale;
- respectarea condițiilor de predare-preluare a gazelor naturale;
- limitarea/întreruperea prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale.

Obligația privind respectarea indicatorilor de performanță a serviciilor prevăzuți în standardul de performanță nu se aplică în situații de urgență, declarate în conformitate cu prevederile legale, în caz de forță majoră, declarată în conformitate cu prevederile legale, respectiv la apariția unor restricții tehnice parțiale sau totale ale sistemului aflat în amonte.

1. IP₀ – Înregistrarea solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor privind serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale

Acest indicator de performanță se referă la obligația OTS de a transmite solicitanților sau utilizatorilor numărul de înregistrare al solicitării/sesizării/reclamației depuse, în termenul stabilit prin standard, pentru cel puțin 90 % din numărul total al acestora.

Având în vedere dispersia teritorială a sistemului național de transport al gazelor naturale (SNT), precum și complexitatea procedurilor de lucru pentru monitorizarea indicatorilor de performanță conform Standardului, OTS a pus la dispoziția solicitanților o aplicație informatică pentru înregistrarea solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor privind serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale. Astfel, cele 1.213 solicitări/sesizări/reclamații primite au fost gestionate prin intermediul acestei aplicații. Pentru un număr de 1.114 cereri răspunsul a fost transmis în termenul legal de 2 zile lucrătoare prevăzut în standard, ceea ce a condus la o valoare a indicatorului de performanță IP₀ de 91,84%. Durata medie de transmitere a numărului de înregistrare a fost de 1,88 zile.

2. IP₁ – Respectarea condițiilor de predare-preluare a gazelor naturale

Indicatorul general de performanță IP₁ se reflectă prin cinci indicatori specifici de performanță (IP₁¹, IP₁², IP₁³, IP₁⁴, IP₁⁵), care se referă la:

- IP₁¹ - obligația OTS de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui utilizator, cu privire la nerespectarea parametrilor tehnologici conveniți aferenți punctelor de predare-preluare, în termen de maximum 10 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora, pentru cel puțin 95 % din numărul total al acestora;

- IP_1^2 - obligația OTS de a verifica parametri tehnologici conveniți, în termen de maximum 24 de ore de la data înregistrării sesizării/reclamației, pentru cel puțin 95 % din numărul total al acestora;
- IP_1^3 - obligația OTS de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui utilizator, cu privire la calitatea gazelor naturale în termen de maximum 15 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora, pentru cel puțin 95 % din numărul total al acestora;
- IP_1^4 - obligația OTS de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui utilizator, cu privire la măsurarea cantităților de gaze naturale, în termen de maximum 15 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora, pentru cel puțin 95 % din numărul total al acestora;
- IP_1^5 - obligația OTS de a se deplasa la fața locului pentru constatări cu privire la modul de funcționare a sistemului/ mijlocului de măsurare a gazelor naturale, în termen de maximum două zile lucrătoare de la data înregistrării sesizării/reclamației, pentru cel puțin 95 % din numărul total al acestora.

OTS a înregistrat un număr total de 320 sesizări/reclamații cu privire la respectarea condițiilor de predare-preluare a gazelor naturale, defalcate după cum urmează:

- cu privire la nerespectarea parametrilor tehnologici conveniți aferenți punctelor de predare-preluare s-au primit 3 sesizări, cărora li s-a răspuns în termenul prevăzut pentru acest indicator ($IP_1^1 = 100\%$); durata medie de răspuns a fost de 2,33 zile.
- cu privire la verificarea parametrilor tehnologici conveniți nu s-a primit nicio sesizare.
- cu privire la calitatea gazelor naturale s-au primit 301 de sesizări și reclamații, pentru toate răspunsul transmis încadrându-se în termenul aferent acestui indicator. Astfel, IP_1^3 a fost îndeplinit în procent de 100%; durata medie de verificare a fost de 6,35 zile;
- cu privire la măsurarea cantităților de gaze naturale IP_1^4 s-au primit 16 sesizări, pentru toate răspunsul transmis încadrându-se în termenul aferent acestui indicator. Astfel, IP_1^4 a fost îndeplinit în procent de 100%; durata medie de verificare a fost de 3,87 zile;
- pentru modul de funcționare a sistemului/ mijlocului de măsurare a gazelor naturale IP_1^5 nu s-au înregistrat solicitări, sesizări sau reclamații.

3. IP_2 – Accesul la SNT

Indicatorul general de performanță IP_2 se reflectă prin doi indicatori specifici de performanță (IP_2^1 , IP_2^2), care se referă la:

- IP_2^1 - obligația OTS de a răspunde cererii scrise privind accesul la SNT a oricărui solicitant sau utilizator al SNT în termen de 30 zile de la data înregistrării acesteia, răspunsul fiind, după caz, acordul sau refuzul de acces la SNT, pentru cel puțin 95 % din numărul total al acestora;
- IP_2^2 - obligația OTS de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui solicitant sau utilizator al SNT, cu privire la accesul la SNT, în termen de maximum 15 zile de la data înregistrării acestora, pentru cel puțin 95 % din numărul total al acestora.

În anul gazier 01.10.2018 - 30.09.2019, s-au înregistrat 20 de cereri de acces la SNT, la care s-a răspuns în termenul legal de 30 de zile, așa cum este prevăzut la indicatorul IP_2^1 . Ca urmare acest indicator a fost îndeplinit 100%. Durata medie de procesare a celor 20 de cereri de acces la ST a fost de 15,60 zile.

Nu au fost înregistrate sesizări/reclamații scrise ale solicitanților sau utilizatorilor cu privire la accesul la SNT.

4. IP₃ – Racordarea la SNT

Indicatorul general de performanță IP₃ se reflectă prin patru indicatori specifici de performanță (IP₃¹, IP₃², IP₃³, IP₃⁴), care se referă la:

- IP₃¹ - obligația OTS de a răspunde la cererea scrisă privind racordarea la SNT a oricărui solicitant sau utilizator al SNT în termen de 30 de zile de la data înregistrării acesteia, pentru cel puțin 95 % din numărul total al acestora;
- IP₃² - obligația OTS de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui solicitant sau utilizator SNT, cu privire la racordarea la sistem, în cel mult 15 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora, pentru cel puțin 95 % din numărul total al acestora;
- IP₃³ - obligația OTS de a finaliza lucrările și a pune în funcțiune instalația de racordare în termenul stabilit în contractul de racordare, în situația realizării unei noi instalații de racordare la SNT sau a modificării/reamplasării uneia existente, pentru cel puțin 95 % din numărul total al acestora;
- IP₃⁴ - obligația OTS de a răspunde la sesizările/ reclamațiile scrise ale oricărui solicitant sau utilizator SNT, cu privire la proiectarea, execuția, recepția și/sau punerea în funcțiune a instalației de racordare la SNT, în termen de maximum 15 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora, pentru cel puțin 95 % din numărul total al acestora.

În anul gazier 01.10.2018 - 30.09.2019 s-au înregistrat 4 cereri de racordare la SNT. Pentru toate cele 4 cereri de racordare termenul legal de 30 de zile a fost respectat, ceea ce a condus la îndeplinirea indicatorului specific de performanță IP₃¹ în procent de 100%. Durata medie de procesare obținută pentru cele 10 cereri de racordare la SNT a fost de 7,25 zile, respectându-se astfel termenul legal de 30 de zile.

Totodată, nu s-au înregistrat sesizări sau reclamații cu privire la racordarea solicitanților la SNT.

Conform obligației prevăzute la art. 29 din standard, OTS trebuie să finalizeze și să pună în funcțiune noua instalație de racordare la SNT sau, după caz, modificarea/reamplasarea celei existente în termenul stabilit în contractul de racordare. La nivelul Transgaz, în perioada monitorizată, nu s-a realizat punerea în funcțiune pentru nicio instalație de racordare nouă.

Nu s-au înregistrat sesizări/reclamații privind proiectarea, execuția, recepția și/sau punerea în funcțiune a instalațiilor de racordare.

5. IP₄ – Refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele ST

Pentru indicatorul general de performanță IP₄ - obligația OTS de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui solicitant sau utilizator al SNT cu privire la refacerea terenurilor și/sau bunurilor afectate de execuția unor lucrări, nu au existat sesizări sau reclamații.

6. IP₅ – Notificarea limitărilor și/sau întreruperilor neplanificate și reluarea prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale

În anul gazier 01.10.2018 - 30.09.2019, au existat 2.656 utilizatori afectați de cele 98 de limitări și/sau întreruperi neplanificate ale prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale, toți fiind notificați în mai puțin de 6 ore. Astfel, valoarea indicatorului specific de performanță IP₅¹, respectiv obligația OTS de a notifica fiecare utilizator afectat, în cel mult 6 ore de la momentul limitării/întreruperii, a fost de 100%.

De asemenea, au existat 13 utilizatori afectați pentru o perioadă mai mare de 24 de ore de întreruperea neplanificată a alimentării cu gaze naturale, toți fiind notificați în termenele specificate în standard (în conformitate cu convenția-cadru). Astfel, indicatorul IP₅², respectiv obligația OTS de a notifica utilizatorii afectați de o limitare/întrerupere neplanificată mai mare de 24 de ore, a fost îndeplinit în

procent de 100%. Se evidențiază faptul că OTS a menținut și aplicat măsurile pe care le-a implementat în anul gazier precedent, astfel încât acest indicator să fie respectat în totalitate.

7. IP₆ – Notificarea limitărilor și/sau întreruperilor planificate și reluarea prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale

OTS are obligația de a notifica utilizatorii afectați de limitări/întreruperi planificate, în scris, cu minimum 5 zile lucrătoare anterior limitării/întreruperii, cu privire la motivul, data și ora limitării/întreruperii, precum și cu privire la data și ora reluării prestării serviciului. În anul gazier analizat au existat 288 de întreruperi planificate, care au afectat un număr de 673 utilizatori; toți aceștia au fost notificați în scris cu 5 zile lucrătoare anterior limitării/întreruperii, conform standardului, ceea ce a condus la o valoare a indicatorului specific de performanță IP₆¹, de 100%.

Pentru cei 673 utilizatori afectați s-a reluat prestarea serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale la termenul precizat în notificare, ceea ce a condus la valoarea indicatorului specific de performanță IP₆², respectiv obligația OTS de a relua prestarea serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale la termenul specificat în notificare, de 100 %. Și în această situație se evidențiază faptul că OTS a menținut nivelul anului gazier precedent în ceea ce privește calitatea serviciului oferit clienților.

8. IP₇ – Soluționarea solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor referitoare la prestarea serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale, altele decât cele tratate distinct în cadrul standardului de performanță

Indicatorul general de performanță IP₇ se reflectă printr-un singur indicator specific de performanță, IP₇¹, aferent obligației OTS de a răspunde oricăror solicitări/sesizări/reclamații privind serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale, altele decât cele tratate distinct în standard, în termen de 30 de zile de la data înregistrării acestora.

În anul gazier analizat s-au înregistrat 869 solicitări/sesizări/reclamații referitoare la prestarea serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale, altele decât cele tratate distinct în cadrul standardului de performanță, din care 846 au primit răspuns în termenul legal de 30 de zile. Astfel, indicatorul IP₇¹ a înregistrat valoarea de 97,35 %.

Durata medie de procesare a celor 869 de solicitări/sesizări/reclamații a fost de 16,65 de zile, încadrându-se astfel în termenul prevăzut în standard. Totuși, prin comparație cu anul gazier precedent, se remarcă majorarea timpului mediu de răspuns, explicația principală fiind volumul mult mai mare al acestor solicitări primite.

9. IP₈ – Indicatorul general de performanță pentru Tel Verde

OTS are obligația de a asigura funcționarea unui serviciu telefonic de urgență Tel Verde, pentru preluarea sesizărilor și a reclamațiilor referitoare la apariția unor defecțiuni sau la acțiunile unor terți de natură a pune în pericol integritatea și funcționarea în condiții de siguranță a SNT. Indicatorul general de performanță IP₈ se reflectă prin doi indicatori specifici de performanță (IP₈¹, IP₈²), care se referă la:

- IP₈¹ - numărul de apeluri de urgență cu timp de așteptare mai mic sau egal cu 60 de secunde în raport cu numărul total de apeluri de urgență primite;
- IP₈² - obligația OTS de a asigura deplasarea echipei de intervenție la locul semnalat, în cel mai scurt timp posibil de la momentul primirii apelului, dar nu mai mult de 6 ore, în vederea remedierii defecțiunii.

În anul gazier analizat s-au înregistrat în total 415 de apeluri de urgență, toate având timpul de așteptare mai mic sau egal cu 60 de secunde. Astfel, indicatorul specific de performanță IP₈¹ a fost îndeplinit 100%.

Nu au fost înregistrate apeluri de urgență referitoare la scăpări de gaze naturale.

10. IP₉ – Îndeplinirea obligației de plată a compensațiilor datorate în conformitate cu prevederile standardului de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale.

Plata compensațiilor datorate în conformitate cu prevederile Standardului de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale se efectuează de către OTS la cererea îndreptățită a solicitantului sau a utilizatorului SNT, în termen de maximum 30 de zile de la data înregistrării cererii.

În anul gazier 01.10.2018 – 30.09.2019, OTS nu a înregistrat nicio cerere privind plata compensațiilor. Astfel, pentru fiecare indicator specific de performanță, cuantumul total al compensațiilor achitate a fost zero.

11. Monitorizarea anuală a gradului de satisfacție a solicitanților și a utilizatorilor sistemului de transport

În vederea îmbunătățirii calității serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale, s-au realizat activități de monitorizare a gradului de satisfacție a solicitanților și a utilizatorilor SNT în conformitate cu familia de standarde ISO 9001. În acest sens, s-a întocmit un raport pentru evaluarea și stabilirea satisfacției clienților S.N.T.G.N. Transgaz S.A. pentru anul gazier 01.10.2018 - 30.09.2019, pe baza chestionarelor completate de către aceștia.

Centralizarea chestionarelor primite de la cei 49 respondenți a condus la înregistrarea unui nivel general al satisfacției de 7,80 (pe o scară de la 1 la 10), față de 7,70 în anul gazier anterior, ceea ce indică o ușoară îmbunătățire a acestuia. OTS a întocmit și a aplicat un plan de măsuri, care include printre altele:

- monitorizarea reclamațiilor și a modului de rezolvare a acestora;
- identificarea modalității de implementare a sugestiilor sesizate, după analizarea acestora;
- întocmirea Raportului de evaluare clienți în cadrul Analizei de management al Sistemului de Management Integrat Calitate-Mediu-Protecție și Securitate (SMI CMSSO) și identificarea măsurilor de îmbunătățire a procesului.

12. Sinteza indicatorilor de performanță a serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale înregistrați în anul gazier 1.10.2018 - 30.09.2019

Sinteza indicatorilor specifici de performanță a serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale și evoluția acestora prin comparație cu anul gazier precedent, este evidențiată în **tabelul nr. 1** după cum urmează:

Tabelul nr. 1 – Sinteza indicatorilor de performanță a serviciului de transport și de sistem

Indicatorul specific de performanță	Valoarea de referință a indicatorului (%)	Anul gazier de analiză 2018-2019 (%)	Îndeplinirea condiției de performanță %	Anul gazier anterior 2017-2018 (%)	Evoluția indicatorului (±%)
IP ₀ ¹	90	91,84	da	97,15	-5,31
IP ₁ ¹	95	100	da	100	0
IP ₁ ²	95	---	da	100	---
IP ₁ ³	95	100	da	99,38	+0,62
IP ₁ ⁴	95	100	da	---	---
IP ₁ ⁵	95	---	-	---	---
IP ₂ ¹	95	100	da	100	0
IP ₂ ²	95	---	-	---	---
IP ₃ ¹	95	100	da	100	0
IP ₃ ²	95	---	-	100	---
IP ₃ ³	95	---	-	100	---
IP ₃ ⁴	95	---	-	100	---
IP ₄ ¹	95	---	-	---	---
IP ₅ ¹	98	100	da	99,61	+0,39
IP ₅ ²	98	100	da	100	0
IP ₆ ¹	98	100	da	100	0
IP ₆ ²	98	100	da	100	0
IP ₇ ¹	80	97,35	da	97,27	+0,08
IP ₈ ¹	98	100	da	100	0
IP ₈ ²	98	---	-	---	---
IP ₉ ¹	90	---	-	---	---

NOTĂ: Rubricile marcate cu (---) sunt cele pentru care indicatorii nu au putut fi calculați, deoarece nu au existat solicitări sau sesizări pe baza cărora aceștia să se poată determina.

În concluzie, se poate remarca faptul că **toți indicatorii** de performanță a serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale aferenți anului gazier 1.10.2018 - 30.09.2019 au valori foarte bune și că gradul lor de îndeplinire din punct de vedere al încadrării în pragurile minime prevăzute în standard este de 100 %. Prin comparație cu anul gazier anterior (01.10.2017 - 30.09.2018), se evidențiază păstrarea nivelului indicatorilor de performanță, ceea ce denotă menținerea calității serviciilor oferite consumatorilor și solicitanților de către S.N.T.G.N. Transgaz S.A.

2. Monitorizarea indicatorilor de performanță a serviciului de distribuție a gazelor naturale

Monitorizarea indicatorilor de performanță a serviciului de distribuție a gazelor naturale se realizează în conformitate cu *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 162/2015, cu modificările și completările ulterioare (aprobat prin Ordinele ANRE nr. 42/2018 și 97/2018).

Indicatorii de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem se referă la:

- înregistrarea și soluționarea sesizărilor/reclamațiilor/solicitărilor utilizatorilor privind serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale;
- contractarea serviciului de distribuție a gazelor naturale;
- respectarea serviciilor de predare-preluare a gazelor naturale;
- racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale;
- refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele sistemului de distribuție a gazelor naturale;
- limitarea/întreruperea prestării serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale.

Operatorii de distribuție a gazelor naturale (OD) sunt exonerati de obligația respectării indicatorilor de performanță impuși prin standard în situații de urgență și în caz de forță majoră, declarate în conformitate cu prevederile legale, și la apariția unor restricții tehnice parțiale sau totale ale unui sistem din amonte.

1. IP₀ – Înregistrarea sesizărilor/reclamațiilor/solicitărilor privind serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale

În anul gazier 01.10.2018 – 30.09.2019, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale s-a înregistrat un număr total de 259.528 sesizări/reclamații/solicitări privind serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale. Toți cei 33 de operatori care au primit sesizări/reclamații/solicitări prin poștă, on-line, fax sau prin e-mail au îndeplinit condiția de performanță impusă prin standard pentru indicatorul IP₀¹, înregistrând o valoare medie a acestuia de 99,78 %.

2. IP₁ – Contractarea serviciului de distribuție și respectarea condițiilor de predare-preluare a gazelor naturale

Acest indicator se referă la următoarele activități:

- contractarea serviciului de distribuție a gazelor naturale;
- asigurarea presiunii gazelor naturale;
- asigurarea calității gazelor naturale;
- măsurarea gazelor naturale.

Astfel, acest indicator general se reflectă prin următorii indicatori specifici de performanță:

- IP₁¹ – obligația de a transmite contractul de racordare, în vederea semnării, sau refuzul de acces la sistem, în maximum 10 zile de la data înregistrării cererii și/sau a documentației complete, pentru cel puțin 90 % din numărul total al acestora;
- IP₁² - obligația de a răspunde la sesizările/reclamațiile oricărui utilizator, cu privire la nerespectarea valorii presiunii gazelor naturale, în termen de maximum 15 zile de la data înregistrării acestora, pentru cel puțin 95 % din numărul total al acestora;

- IP₁³ - obligația de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise ale utilizatorilor, cu privire la calitatea gazelor naturale, în termen de maximum 15 zile de la data înregistrării acestora, pentru cel puțin 95 % din numărul total al acestora;
- IP₁⁴ - obligația de a răspunde la sesizările/reclamațiile oricărui utilizator SD, cu privire la măsurarea cantităților de gaze naturale, în termen de maximum 15 zile de la înregistrarea acestora, pentru cel puțin 95 % din numărul total al acestora.

În anul gazier 01.10.2018 – 30.09.2019, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale s-au înregistrat:

- 5.220 solicitări pentru contractarea serviciului de distribuție, pentru care toți operatorii au îndeplinit condiția de performanță a indicatorului IP₁¹. Astfel, media generală la nivelul țării pentru acest indicator a fost de 99,52 %.
- 670 de sesizări/reclamații referitoare la nerespectarea valorii presiunii gazelor naturale; din informațiile pe care operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale le-au transmis, a rezultat faptul că 10 dintre aceștia au îndeplinit condiția de performanță a indicatorului IP₁², iar unul singur s-a situat aproape de pragul stabilit prin standard, fără însă a-l atinge. Media înregistrată la nivelul țării este de 97,31 %. Totodată, 22 de operatori nu au primit sesizări/reclamații referitoare la nerespectarea valorii presiunii gazelor naturale.
- 41 de reclamații/sesizări referitoare la calitatea gazelor naturale. Un număr de 7 operatori de distribuție a gazelor naturale au primit asemenea solicitări și au înregistrat o valoare medie de performanță a indicatorului IP₁³ de 100 %, îndeplinind astfel condiția prevăzută în standard. Un număr de 26 de operatori nu au primit reclamații/sesizări referitoare la calitatea gazelor naturale.
- 3.280 de sesizări/reclamații cu privire la măsurarea cantităților de gaze naturale; din raportările transmise de cei 33 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 13 dintre ei au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP₁⁴, iar ceilalți 20 de operatori nu au primit sesizări/reclamații cu privire la măsurarea cantităților de gaze naturale. Astfel, media înregistrată la nivelul întregii țări pentru indicatorul IP₁⁴ este de 97,56 %.

3. IP₂ – Accesul la sistemul de distribuție a gazelor naturale

Acest indicator a fost eliminat odată cu intrarea în vigoare a Ordinului ANRE nr. 97/2018.

4. IP₃ – Racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale

Spre deosebire de anul precedent, indicatorul general de performanță IP₃ referitor la racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale se reflectă prin opt indicatori specifici de performanță, odată cu completările aduse de Ordinul ANRE nr. 42/2018, după cum urmează:

- IP₃¹ - obligația de a răspunde la cererile scrise privind racordarea la sistem ale solicitanților/utilizatorilor în termenul prevăzut în regulamentul de racordare aplicabil, pentru mai mult de 95 % dintre acestea;
- IP₃¹⁻¹ – obligația de a realiza un studiu tehnico-economic în termen de 30 de zile de la data primirii cererii de racordare în cazul documentației complete sau de la data completării acesteia, pentru mai mult de 95 % din numărul acestora.
- IP₃² - obligația de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui solicitant sau utilizator, cu privire la racordarea la sistem, în cel mult 20 zile lucrătoare de la data înregistrării, pentru mai mult de 95 % din numărul acestora;

- IP₃³ - obligația de a depune documentația pentru autorizația de construire în maximum 90 de zile de la data încheierii contractului de racordare, dacă a fost plătit tariful conform contractului de racordare, pentru mai mult de 95% din numărul acestora ;
- IP₃⁴ - obligația de a pune în funcțiune instalația de racordare în maximum 30 de zile de la data emiterii autorizației de construire, la care se adaugă, după caz, termenele aferente situațiilor prevăzute în standard, pentru mai mult de 95 % din numărul acestora;
- IP₃⁵ - obligația de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui solicitant sau utilizator, cu privire la proiectarea, execuția, recepția și/sau punerea în funcțiune a instalației de racordare, în termen de maximum 20 de zile de la data înregistrării, pentru mai mult de 95 % din numărul acestora;
- IP₃⁵⁻¹ - obligația de a realiza extinderea și/sau redimensionarea obiectivului/conductei de distribuție a gazelor naturale necesare în vederea racordării, respectiv se proiectează, execută, recepționează și se pune în funcțiune în termen de 270 de zile de la data emiterii avizului tehnic de racordare ori de la data semnării contractului, după caz, sau de cel mult 180 de zile de la data obținerii autorizației de construire, pentru cel puțin 95% din numărul acestora;
- IP₃⁵⁻² - obligația de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui solicitant sau utilizator cu privire la proiectarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a extinderii și/sau a redimensionării obiectivului/conductei de distribuție a gazelor naturale, în maximum 20 de zile de la data înregistrării, pentru cel puțin 95 % din numărul acestora;

În anul gazier 01.10.2018 – 30.09.2019, pentru toți operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale, s-au înregistrat:

- 73.454 de cereri de racordare la sistem; 30 de operatori ai sistemelor de distribuție a gazelor naturale au îndeplinit, iar 2 dintre ei nu au îndeplinit condiția de performanță pentru indicatorul IP₃¹, deoarece volumul foarte mare de cereri primite de aceștia a fost concentrat într-o perioadă scurtă de timp, fapt care a condus la imposibilitatea soluționării lor în termenul prevăzut în standard. Întrucât cei doi operatori în cauză sunt cei mai mari și mai reprezentativi la nivelul intergii țării, media generală a indicatorului a fost afectată, situându-se la valoarea de 84,73%, inferioară pragului minim de 95% impus prin standard acestui indicator. Durata medie de procesare a cererilor de racordare a fost de 16,29 zile.
- 8.585 de studii tehnico-economice întocmite pentru extinderea sistemelor; din datele prezentate de operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale, a rezultat faptul că 22 dintre ei au îndeplinit și 2 nu au îndeplinit condiția de performanță pentru indicatorul IP₃¹⁻¹, explicația fiind concentrarea într-un interval mic de timp a unui număr mare de cereri primite, fapt ce a făcut dificilă încadrarea în termenul prevăzut pentru realizarea studiilor. Un număr de 9 operatori nu au întocmit studii tehnico-economice, întrucât nu au înregistrat solicitări care să necesite extinderi. Media pe țară a acestui indicator este de 72,89%, situată sub nivelul minim de 95% impus de standard.
- 942 de sesizări/reclamații cu privire la racordarea la sistem; 10 operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale au îndeplinit, în timp ce unul singur nu a îndeplinit condiția de performanță pentru indicatorul IP₃²; 22 dintre operatori nu au primit sesizări/reclamații cu privire la racordare. Media la nivelul țării este de 86,31%, inferioară celei minime impuse prin standard, de 95%.
- 30.742 de documentații pentru autorizații de construire depuse; din cei 33 de operatori ai sistemelor de distribuție a gazelor naturale care au prezentat raportul anual, 19 au îndeplinit, 11 nu au îndeplinit condiția de performanță pentru indicatorul IP₃³, în timp ce doi operatori nu au avut documentații tehnice pentru obținerea autorizației de construire. Valoarea indicatorului la nivel de țară este de 88,56%, inferioară celei minime impuse prin standard, de 95%.

- 29.066 de racorduri și/sau stații/posturi de reglare/reglare-măsurare puse în funcțiune; 27 dintre operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale au îndeplinit iar 9 nu au îndeplinit condiția de performanță pentru indicatorul IP₃⁴. Media pe țară obținută în aceste condiții este de 92,37%, valoare situată sub procentul minim impus prin standard acestui indicator.
- 3.528 de sesizări/reclamații cu privire la proiectarea, execuția, recepția și/sau punerea în funcțiune a racordului și/sau a stației/postului de reglare/măsurare/reglare-măsurare; dintre toți operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale, 11 au îndeplinit, 2 nu au îndeplinit condiția de performanță pentru indicatorul IP₃⁵, iar 20 nu au primit sesizări/reclamații cu privire la proiectarea, execuția, recepția și/sau punerea în funcțiune a instalației de racordare. Media obținută a fost de 86,39%, valoare inferioară celei minime din standard (95%).
- 2.078 de extinderi și/sau redimensionări ale obiectivelor/conductelor realizate și puse în funcțiune; din cei 33 de operatori ai sistemelor de distribuție a gazelor naturale, 17 au îndeplinit, 4 nu au îndeplinit condiția de performanță pentru indicatorul IP₃⁵⁻¹, iar 15 dintre operatori nu au realizat și pus în funcțiune extinderi și/sau redimensionări ale obiectivelor/conductelor de gaze naturale. Valoarea medie pe țară a indicatorului este de 94,36%, valoare care se încadrează imediat sub pragul minim impus prin standard, de 95%.
- 819 sesizări/reclamații cu privire la proiectarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a extinderii și/sau a redimensionării obiectivelor/conductelor de gaze naturale; centralizarea datelor transmise de operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale a condus la următoarele rezultate: 8 operatori au îndeplinit, unul singur nu a îndeplinit condiția de performanță pentru indicatorul IP₃⁵⁻², iar 24 nu au primit sesizări/reclamații cu privire la proiectarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a extinderii și/sau a redimensionării obiectivelor/conductelor. Întrucât operatorul care nu a îndeplinit pragul minim se află printre primii doi ca mărime la nivel național, valoarea medie a indicatorului este de 90,35%, situată sub procentul minim impus prin standard (95%).

Motivele pentru care operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului de performanță IP₃, conform explicațiilor transmise de aceștia, sunt următoarele:

- a) au existat situații în care proiectarea, respectiv obținerea avizelor prevăzute în Certificatul de Urbanism și întocmirea documentațiilor DTAC au fost realizate cu întârziere de societățile ce dețin autorizații în domeniul gazelor naturale eliberate de ANRE, care nu au respectat prevederile contractuale privind termenele de depunere a documentațiilor în vederea obținerii autorizației de construire;
- b) avizele/acordurile/autorizațiile specifice necesare pentru obținerea autorizației de construire conform prevederilor Legii nr. 50/1991 republicată, sunt eliberate cu întârzierea de către deținătorii de utilități și autoritățile abilitate;
- c) termenele de finalizare a contractării activităților de proiectare și execuție a lucrărilor de extindere conducte și bransamente prin procedura de achiziții publice, au fost prelungite de contestații;
- d) creșterea semnificativă a volumului de cereri de acces și de racordare într-un interval scurt de timp, ca urmare a dezvoltării imobiliare, dar și de orientarea clienților către utilizarea gazelor naturale în locul altor combustibili tradiționali, au aglomerat activitatea specifică a operatorilor.

5. IP₄ – Refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele sistemului de distribuție a gazelor naturale.

Acest indicator se referă la obligația operatorului de distribuție a gazelor naturale de a readuce la starea inițială terenurile și/sau bunurile proprietate publică sau proprietate privată a persoanelor fizice sau juridice, afectate de exercitarea dreptului de uz și de servitute pentru executarea lucrărilor

necesare în vederea dezvoltării, reabilitării, modernizării, exploatarei și întreținerii sistemelor de distribuție a gazelor naturale sau a unei părți componente a acestora.

Indicatorul general se reflectă printr-un singur indicator specific de performanță - IP₄¹, aferent obligației OD de a răspunde la sesizările/reclamațiile oricărui solicitant sau utilizator, cu privire la refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele sistemului de distribuție, în termen de maximum 15 zile lucrătoare de la data înregistrării, pentru cel puțin 90 % din numărul acestora.

În anul gazier 01.10.2018 – 30.09.2019 s-a înregistrat un număr de 341 de sesizări/reclamații cu privire la refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele sistemelor de distribuție. Dintre cei 10 operatori ai sistemelor de distribuție a gazelor naturale care au înregistrat asemenea solicitări, 9 au îndeplinit condiția de performanță pentru indicatorul specific de performanță IP₄¹, unul singur nu s-a încadrat în valoarea minimă prevăzută în standard, în timp ce ceilalți 23 de operatori nu au primit sesizări/reclamații cu privire la refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări. Astfel, nivelul mediu pe țară obținut este de 92,96%, peste valoarea minimă impusă acestui indicator în standard (90 %).

6. IP₅ – Notificarea limitărilor și/sau întreruperilor neplanificate și reluarea prestării serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale.

Indicatorul general de performanță IP₅ se reflectă printr-un singur indicator specific de performanță IP₅¹ aferent obligației OD de a notifica utilizatorii, în cel mai scurt timp posibil, dar nu mai mult de 12 ore de la momentul limitării/întreruperii, cel puțin pentru 95% din numărul acestora, cu privire la motivul limitării/întreruperii, data și ora preconizată pentru reluarea prestării serviciului, atunci când prestarea serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale este limitată și/sau întreruptă neplanificat.

În anul gazier 01.10.2018 – 30.09.2019 s-a înregistrat un număr de 116.416 utilizatori afectați de cele 986 de limitări și/sau întreruperi neplanificate. Toți cei 13 operatori ai sistemului de distribuție a gazelor pentru naturale care au înregistrat asemenea limitări/întreruperi au îndeplinit condiția de performanță pentru indicatorul specific IP₅¹, iar ceilalți 20 operatori nu au avut utilizatori afectați de limitările și/sau întreruperile neplanificate. La nivelul întregii țări, media obținută este de 99,49 %, o valoare foarte bună, care reflectă atenția deosebită acordată de către toți operatorii pentru notificarea clienților afectați de întreruperile accidentale.

7. IP₆ – Notificarea limitărilor și/sau întreruperilor planificate și reluarea prestării serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale.

OD are dreptul să limiteze și/sau să întrerupă prestarea serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale pentru timpul necesar executării lucrărilor de dezvoltare, reabilitare, reparație, modernizare, exploatare.

Indicatorul general de performanță IP₆ se reflectă printr-un singur indicator specific de performanță IP₆¹ aferent obligației OD de a notifica utilizatorii afectați, în cazul în care prestarea serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale este limitată și/sau întreruptă planificat, cu cel puțin 2 zile lucrătoare înainte de data începerii lucrărilor, cu privire la motivul, data și ora limitării/întreruperii, precum și cu data și ora reluării prestării serviciului, cel puțin 98 % dintre aceștia.

În anul gazier 01.10.2018 – 30.09.2019 s-a înregistrat un număr de 731.581 utilizatori afectați de cele 6.898 de limitări și/sau întreruperi planificate. Din cei 33 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 15 au îndeplinit condiția de performanță pentru indicatorului specific IP₆¹, iar ceilalți 18 de operatori nu au avut utilizatori afectați de limitările și/sau întreruperile planificate. Și în acest

caz se înregistrează o valoare medie foarte bună, de 99,39%, ca urmare interesului sporit al operatorilor în a înștiința consumatorii despre întreruperile programate.

8. IP₇ – Soluționarea sesizărilor /reclamațiilor/solicitărilor privind prestarea serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale, altele decât cele tratate distinct în cadrul standardului de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale

Indicatorul general de performanță IP₇ se reflectă printr-un singur indicator specific de performanță IP₇¹ aferent obligației OD de a răspunde oricărei sesizări/reclamații/solicitări cu privire la prestarea serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale, altele decât cele tratate distinct în standard, în termen de maximum 30 de zile de la data înregistrării, pentru cel puțin 80 % din numărul acestora.

În categoria sesizărilor/reclamațiilor/solicitărilor precizate mai sus sunt incluse și cazurile în care în cuprinsul aceleiași sesizări/reclamații/solicitări se face referire la două sau mai multe situații tratate distinct în cadrul standardului.

În anul gazier 01.10.2018 – 30.09.2019 s-a înregistrat un număr de 15.931 sesizări/reclamații/solicitări primite, altele decât cele tratate distinct în standardul de performanță aplicabil. Din cei 33 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 17 operatori au îndeplinit condiția de performanță pentru indicatorul IP₇¹, restul de 16 operatori neprimind astfel de sesizări/reclamații/solicitări. Media pe țară calculată pentru acest indicator este de 92,79%, respectând astfel pragul minim impus prin standard, de 80 %.

9. IP₈ – Indicator general de performanță pentru serviciu telefonic de urgență *Tel Verde*, pentru preluarea sesizărilor și a reclamațiilor referitoare la apariția unor defecțiuni sau la acțiunile unor terți de natură a pune în pericol integritatea și funcționarea în condiții de siguranță a sistemului.

Indicatorul general de performanță IP₈ se reflectă printr-un singur indicator specific de performanță IP₈¹, aferent obligației OD de a păstra, pentru fiecare an gazier, pe o perioadă de 3 ani calendaristici, numărul apelurilor cu timp de așteptare mai mic sau egal cu 60 de secunde, care trebuie să fie cel puțin egal cu 98 % din numărul total de apeluri.

În anul gazier 01.10.2018 – 30.09.2019 s-a primit un număr total de 215.232 apeluri de urgență la Tel Verde. Toți cei 20 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale care au primit astfel de apeluri s-au încadrat în durata impusă de standard pentru indicatorul specific IP₈¹. Pentru restul de 13 operatori nu au fost raportate apeluri de urgență prin serviciul Tel Verde. Valoarea medie pe țară înregistrată pentru acest indicator a fost de 98,32 %, fapt care reflectă atenția deosebită acordată de toți operatorii acestei linii telefonice dedicate.

10. IP₉ – Îndeplinirea obligației de plată a compensațiilor datorate în conformitate cu standardul de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale.

Îndeplinirea obligației de plată a compensațiilor datorate în conformitate cu prevederile standardului de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale, se efectuează de către OD la cererea scrisă a solicitantului sau a utilizatorului, care poate fi depusă în termen de maximum 60 de zile de la data la care obligațiile OD devin scadente. Odată cu intrarea în vigoare a Ordinului ANRE nr. 42/2018, obligația menționată a fost modificată, în sensul plății automate în termen de maximum 65 de zile de la data scadenței, a compensațiilor datorate de către OD. Operatorul este obligat să plătească dublul valorii compensațiilor datorate, începând cu a 66-a zi de la data la care obligațiile devin scadente, respectiv triplul valorii compensațiilor datorate, începând cu a 120-a zi de la data la care obligațiile devin scadente.

Indicatorul general de performanță IP₉ se reflectă printr-un singur indicator specific de performanță IP₉¹ aferent obligației OD de a plăti compensațiile datorate solicitanților sau utilizatorilor, în conformitate cu standardul de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale, în termenul prevăzut în standard, pentru cel puțin 90 % din numărul total al acestora.

În anul gazier 01.10.2018 – 30.09.2019, dintre toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale, 8 au primit cereri pentru plata de compensații. Doi dintre ei nu s-au încadrat în procentul minim prevăzut de standard, iar ceilalți 6 au îndeplinit condiția de performanță pentru indicatorul specific IP₉¹. Pe de altă parte, 25 de operatori nu au primit cereri privind plata compensațiilor. Astfel, gradul de îndeplinire pentru acest indicator este de 96,33%.

Valoarea totală a celor 11.219 compensații plătite a fost de 2.122.711 lei, circa 75% din această sumă fiind achitată de către Distrigaz Sud Rețele S.R.L. solicitanților cărora le-a răspuns cu întârziere.

11. Monitorizarea anuală a gradului de satisfacție a solicitanților și a utilizatorilor sistemelor de distribuție

În vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale, standardul impune operatorilor de distribuție realizarea de activități de monitorizare a gradului de satisfacție a solicitanților și a utilizatorilor sistemului, în conformitate cu familia de standarde ISO 9001. Astfel, la nivel național, au fost centralizate 19.674 chestionare ale clienților care au răspuns întrebărilor primite. În acest sens operatorii au întocmit rapoarte de evaluare și stabilire a satisfacției clienților pe baza chestionarelor completate de către aceștia. Media generală a notelor primite a fost de 9,20, respectiv calificativul “FOARTE BINE”, ceea ce reflectă gradul mare de mulțumire a consumatorilor față de serviciile pe care operatorii sistemelor de distribuție le prestează. Ulterior, acolo unde a fost cazul, operatorii au întocmit planuri de măsuri necesare pentru acțiuni corective.

12. Sinteza indicatorilor medii de performanță a serviciului de distribuție a gazelor naturale înregistrați în anul gazier 1.10.2018 - 30.09.2019

Pentru a pune în evidență calitatea serviciului prestat de operatorii de distribuție în anul gazier analizat, față de anul gazier anterior, în **tabelul nr. 2** sunt prezentate valorile medii înregistrate ale indicatorilor de performanță în acești doi ani gazieri.

Tabelul nr. 2 – Sinteza indicatorilor de performanță a serviciului de distribuție – valori medii ponderate pe țară

Indicatorul specific de performanță	Valoarea de referință a indicatorului (%)	Anul gazier de analiză 1.10.2018-30.09.2019 (%)	Îndeplinirea condiției de performanță %	Anul gazier anterior 1.10.2017-30.09.2018 (%)	Evoluția indicatorului (±%)
IP ₀ ¹	90	99,78	da	93,49	+6,29
IP ₁ ¹	90	99,52	da	99,34	+0,18
IP ₁ ²	95	97,31	da	98,02	-0,71
IP ₁ ³	95	100	da	98,25	+1,75
IP ₁ ⁴	95	97,56	da	95,16	+2,40
IP ₂ ¹	Abrogat	Abrogat	-----		
IP ₂ ²	Abrogat	Abrogat	-----		
IP ₃ ¹	95	84,73	nu	86,58	-1,85
IP ₃ ¹⁻¹	95	72,89	nu	89,77	-16,88

Indicatorul specific de performanță	Valoarea de referință a indicatorului (%)	Anul gazier de analiză 1.10.2018-30.09.2019 (%)	Îndeplinirea condiției de performanță %	Anul gazier anterior 1.10.2017-30.09.2018 (%)	Evoluția indicatorului (±%)
IP ₃ ²	95	86,31	nu	83,67	+2,64
IP ₃ ³	95	88,56	nu	83,30	+5,26
IP ₃ ⁴	95	92,37	nu	94,40	-2,03
IP ₃ ⁵	95	86,39	nu	84,59	+1,80
IP ₃ ⁵⁻¹	95	94,36	nu	96,64	-2,28
IP ₃ ⁵⁻²	95	90,35	nu	84,35	+6,00
IP ₄ ¹	90	92,96	da	92,86	+0,10
IP ₅ ¹	95	99,49	da	99,90	-0,41
IP ₆ ¹	98	99,39	da	99,97	-0,58
IP ₇ ¹	80	92,79	da	90,46	+2,33
IP ₈ ¹	98	98,32	da	97,71	+0,61
IP ₉ ¹	90	96,33	da	100	-3,67

În **tabelul nr. 3** se prezintă situația întreruperilor planificate și neplanificate în prestarea serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale și indicatorii de performanță privind notificarea utilizatorilor afectați de aceste întreruperi.

În **tabelul nr. 4** sunt prezentați sintetic indicatorii de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale, raportați de cei 31 de operatori de distribuție care distribuie gaze naturale pentru mai puțin de 100.000 de clienți.

În **tabelul nr. 5** se prezintă sintetic indicatorii de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale, raportați de cei doi operatori care distribuie gaze naturale pentru mai mult de 100.000 de clienți, respectiv Distrigaz Sud Rețele și Delgaz Grid.

În concluzie, situațiile prezentate relevă faptul că, în general, indicatorii de performanță a serviciului de distribuție a gazelor naturale au fost respectați sau valorile medii se apropie de pragul minim prevăzut în standard. Pe de altă parte, se remarcă faptul că 7 din cei 8 indicatori care fac parte din indicatorul general IP₃ referitor la racordarea la sistem nu au putut fi îndepliniți, ceea ce indică dificultățile întâmpinate de operatori în procesul de racordare a solicitanților la sistemul de distribuție a gazelor naturale. Acesta este cel mai important indicator asupra căruia operatorii trebuie să intervină prin luarea măsurilor necesare care să conducă la reducerea duratei de racordare, prin respectarea termenelor reglementate pentru:

- întocmirea documentațiilor necesare;
- depunerea acestora la instituțiile abilitate în vederea obținerii avizelor și autorizațiilor;
- execuția extinderilor de conducte și a racordurilor;
- punerea în funcțiune a obiectivelor realizate.

În cadrul întâlnirilor de lucru avute pe parcursul anului, operatorii au solicitat actualizarea termenelor prevăzute în *Regulamentul privind racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale* și implicit a valorilor indicatorilor stabiliți prin *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale*, în vederea corelării acestora cu cele reale, în care societățile, autoritățile și instituțiile implicate în acest proces analizează și transmit răspunsurile. Implementarea acestor

măsurile ar avea ca impact imediat reducerea termenelor aferente racordării solicitanților la sistemul de distribuție a gazelor naturale și încadrarea tuturor indicatorilor în valorile prevăzute în standard. Pe de altă parte, fiecare operator trebuie să implementeze măsurile proprii de îmbunătățire a activității, astfel încât, prin optimizarea procedurilor proprii, să se obțină un minim al perioadei de timp în care se finalizează racordarea utilizatorilor la sistemele de distribuție a gazelor naturale.

Analiza comparativă cu anul precedent indică, în general, o stagnare a valorilor indicatorilor de performanță, variațiile acestora fiind în cea mai mare parte nesemnificative. Există o singură scădere care se remarcă, de peste 16%, corespunzătoare indicatorului IP₃¹⁻¹ – *Obligația operatorilor de a realiza un studiu tehnico-economic în termen de 30 de zile de la data primirii cererii de racordare în cazul documentației complete sau de la data completării acesteia*. Motivul principal al acestui pas înapoi îl constituie faptul că cei mai mari doi operatori au avut de întocmit peste 6.500 studii tehnico-economice, pentru a răspunde cererilor de extindere a sistemului primite din partea solicitanților. Acest volum mare de informații, care necesită analiză și prelucrare, concentrat în principal în a doua jumătate a anului, a făcut ca valorile obținute de cei doi operatori în cauză să se situeze mult sub pragul minim prevăzut în standard și implicit ca media la nivel național să fie mult coborâtă.

Tabelul nr. 3 - Situația întreruperilor planificate și neplanificate în prestarea serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale

Nr. crt	Operator de Distribuție	Intr. Planif.	Numar utilizatori afectati de intr. planificate	Gradul de instiintare a utilizatorilor, in cel mult 12 ore	Intr. Neplanif.	Numar utilizatori afectati de intr. neplanificate	Gradul de instiintare a utilizatorilor , cu cel puțin 2 zile inainte
1	AMARAD	0	0	---	0	0	---
2	BERG SISTEM	13	144	100	3	63	100
3	CORDUN GAZ	0	0	---	0	0	---
4	CPL CONCORDIA	42	4.424	100	1	4	100
5	DELGAZ GRID	2855	386.266	98,85	225	38.372	98,46
6	DESIGN PROIECT	0	0	---	0	0	---
7	DISTRIGAZ SUD RETELE	3.201	317.097	100	326	50.674	100
8	DISTRIGAZ VEST	28	288	100	0	0	---
9	EUROSEVEN INDUSTRY	0	0	---	0	0	---
10	GAZ EST	467	7.464	100	251	3.754	100
11	GAZ NORD EST	14	59	100	37	118	100
12	GAZ VEST	39	4.195	100	0	0	---
13	GAZMIR IASI	0	0	---	0	0	---

Nr. crt	Operator de Distribuție	Intr. Planif.	Numar utilizatori afectati de intr. planificate	Gradul de instiintare a utilizatorilor, in cel mult 12 ore	Intr. Neplanif.	Numar utilizatori afectati de intr. neplanificate	Gradul de instiintare a utilizatorilor , cu cel putin 2 zile inainte
14	HARGAZ HARGHITA	2	10	100	1	1	100
15	INSTANT CONSTRUCT	0	0	---	0	0	---
16	MACIN GAZ	0	0	---	0	0	---
17	MEGA- CONSTRUCT	4	65	100	15	608	100
18	MEHEDINTI GAZ	3	12	100	0	0	---
19	MIHOC OIL	0	0	---	0	0	---
20	MM DATA	0	0	---	0	0	---
21	NORD GAZ	0	0	---	3	3	100
22	NOVA POWER & GAS	35	280	100	1	2	100
23	OLIGOPOL	0	0	---	0	0	---
24	PREMIER ENERGY	0	0	---	35	21.523	100
25	PRISMA SERV	0	0	---	13	13	100
26	PROGAZ P&D	0	0	---	1	1	100
27	ROMGAZ DISTRIBUTIE	0	0	---	0	0	---
28	SALGAZ	0	0	---	0	0	---
29	TEHNOLOGI CA RADION	0	0	---	0	0	---
30	TIMGAZ	5	5	100	0	0	---
31	TULCEA GAZ	169	430	100	0	0	---
32	VEGA 93	0	0	---	0	0	---
33	WIROM	21	10.842	100	3	1.099	100
	TOTAL	6.898	731.581	99,39	986	116.416	99,49

Tabelul nr. 4 - Indicatorii de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale*

Indicatorul general de performanță	IP0	IP1				IP2		IP3								IP4	IP5	IP6	IP7	IP8	IP9	
Indicatorul specific de performanță	IP ₀ ¹	IP ₁ ¹	IP ₁ ²	IP ₁ ³	IP ₁ ⁴	IP ₂ ¹	IP ₂ ²	IP ₃ ¹	IP ₃ ¹⁻¹	IP ₃ ²	IP ₃ ³	IP ₃ ⁴	IP ₃ ⁵	IP ₃ ⁵⁻¹	IP ₃ ⁵⁻²	IP ₄ ¹	IP ₅ ¹	IP ₆ ¹	IP ₇ ¹	IP ₈ ¹	IP ₉ ¹	
Condiția pentru performanța indicatorului	90	90	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	90	95	98	80	98	90	
Nr. Crt	Operator																					
1	S.C. Amarad Distribuție S.R.L.	100	100	-	-	-	-	-	100	100	-	100	100	-	100	-	-	-	-	-	100	-
2	S.C. B.E.R.G. Sistem Gaz S.A.	100	100	100	-	-	-	-	100	97,37	-	4,71	9,35	-	-	-	-	100	100	100	100	-
3	S.C. Cordun Gaz S.A.	100	100	-	-	-	-	-	100	-	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	S.C. CPL Concordia Filiala Cluj România S.R.L.	100	96,37	100	-	100	-	-	94,90	98,39	-	69,27	92,36	100	82,50	-	100	100	100	-	98,06	71,78
5	S.C. Design Proiect S.R.L.	100	100	100	100	100	-	-	100	-	100	100	96,77	100	100	100	-	-	100	100	-	-
6	S.C. Distrigaz Vest S.A.	100	97,73	-	-	100	-	-	93,00	99,28	-	81,89	95,07	78,08	100	-	100	-	100	91,33	-	100
7	S.C. Euro Seven Industry S.R.L.	-	100	-	-	100	-	-	100	-	-	100	100	-	-	-	-	-	-	-	100	-
8	S.C. Gaz Est S.A.	100	100	100	-	100	-	-	100	100	-	100	100	100	100	100	100	100	100	-	-	-
9	S.C. Gaz Nord Est S.A.	100	100	100	-	-	-	-	100	-	-	100	100	-	-	-	-	100	-	100	-	-
10	S.C. Gaz Vest S.A.	-	100	-	-	-	-	-	100	100	-	90,04	78,50	-	44,05	-	-	-	100	-	-	-
11	S.C. Gazmir Iași S.R.L.	100	100	-	-	-	-	-	100	100	-	100	100	-	100	-	-	-	-	-	-	-
12	S.C. Hargaz Harghita Gaz S.A.	100	100	100	-	-	-	-	100	100	-	95,21	76,86	-	100	-	-	100	-	100	-	-
13	S.C. Instant Construct Company S.A.	100	100	-	-	-	-	-	100	-	-	98,06	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	S.C. M.M. Data S.R.L.	100	-	-	-	-	-	-	97	100	-	100	95,45	-	100	-	-	-	-	-	-	-
15	S.C. Măcin Gaz S.R.L.	100	100	-	-	100	-	-	96,64	99,17	100	96,00	95,27	100	96,67	100	100	100	100	99,13	100	100
16	S.C. Megaconstruct S.A.	100	100	-	-	-	-	-	98,55	97,14	100	58,59	100	-	100	-	-	100	100	100	-	-
17	S.C. Mehedinti Gaz S.A.	100	100	-	-	-	-	-	100	-	-	94,78	100	-	-	-	-	-	-	-	100	-
18	S.C. Mihoc Oil S.R.L.	100	-	-	-	-	-	-	100	-	-	100	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	S.C. Nord Gaz S.R.L.	100	100	-	100	100	-	-	-	100	100	-	100	-	100	-	-	100	-	100	100	-
20	S.C. Nova Power & Gas S.R.L.	100	100	100	-	100	-	-	100	100	100	99,74	100	100	100	100	-	100	100	100	100	-
21	S.C. Oligopol S.R.L.	100	-	-	-	-	-	-	99,13	-	-	100	33,96	-	-	-	-	100	-	-	-	-
22	S.C. Premier Energy S.R.L.	93,63	-	100	-	-	-	-	98,37	95,59	95,00	95,26	95,64	96,77	95,59	100	-	100	-	96	98	-
23	S.C. Prisma Serv Company S.R.L.	100	100	-	-	-	-	-	100	100	-	100	-	100	100	100	-	100	-	-	100	-
24	S.C. Progaz P&D S.A.	100	100	-	100	100	-	-	100	100	100	94,13	72,07	100	100	100	100	-	-	100	100	84,82
25	S.N.G.N. Romgaz S.A.	100	-	-	-	-	-	-	100	100	-	100	100	-	100	-	-	-	-	-	-	-
26	S.C. Salgaz S.A.	100	100	-	-	-	-	-	99,06	100	-	85,33	50,44	-	100	-	100	-	-	-	100	-
27	S.C. Tehnologica Radion S.R.L.	100	100	-	-	-	-	-	100	100	-	95,72	95,17	-	100	-	-	-	-	100	-	-
28	S.C. Timgaz S.A.	100	100	-	-	-	-	-	100	-	100	95,27	96,15	100	-	-	-	-	100	100	100	-
29	S.C. Tulcea Gaz S.A.	100	100	100	100	100	-	-	97,11	100	-	94,96	57,61	-	100	-	-	100	100	100	-	92,31
30	S.C. Vega '93 S.R.L.	100	100	-	-	-	-	-	100	100	-	100	100	-	-	-	-	-	-	100	100	-
31	S.C. Wirom Gas S.A.	90,20	100	-	100	100	-	-	98,80	97,86	100	95,12	95,12	100	95,50	-	100	100	100	98,94	99,71	100

*NOTĂ: Tabelul cuprinde operatorii care distribuie gaze naturale pentru mai puțin de 100.000 de consumatori

Tabelul nr. 5 Indicatorii de performanță înregistrați de Distrigaz Sud Rețele și Delgaz Grid

Nr. crt.	Indicatorul general de performanță	Indicatorul specific de performanță	Condiția pentru performanța indicatorului	Gradul de indeplinire a condiției de performanță	
			- % -	- % -	
				DISTRIGAZ SUD REȚELE	DELGAZ GRID
1.	IP ₀	IP ₀ ¹	90	99,76	99,96
2.	IP ₁	IP ₁ ¹	90	100	100
		IP ₁ ²	95	93,46	95,09
		IP ₁ ³	95	100	100
		IP ₁ ⁴	95	97,69	97,46
3.	IP ₂	IP ₂ ¹	95	Abrogat	Abrogat
		IP ₂ ²	95	Abrogat	Abrogat
4.	IP ₃	IP ₃ ¹	95	78,19	72,17
		IP ₃ ¹⁻¹	95	84,81	32,29
		IP ₃ ²	95	81,98	95,22
		IP ₃ ³	95	83,31	93,10
		IP ₃ ⁴	95	92,90	96,11
		IP ₃ ⁵	95	82,52	95,86
		IP ₃ ⁵⁻¹	95	97,96	96,03
		IP ₃ ⁵⁻²	95	83,75	96,22
5.	IP ₄	IP ₄ ¹	90	88,15	95,38
6.	IP ₅	IP ₅ ¹	95	100	98,46
7.	IP ₆	IP ₆ ¹	98	100	98,85
8.	IP ₇	IP ₇ ¹	80	91,07	93,84
9.	IP ₈	IP ₈ ¹	98	99,23	98,08
10.	IP ₉	IP ₉ ¹	90	100	90,34

3. Starea tehnică a sistemelor de transport și distribuție ale gazelor naturale

3.1. Evoluția cadrului de reglementare privind monitorizarea stării tehnice a sistemelor de gaze naturale de interes public în cursul anului 2019

În cursul anului 2019 ANRE a fost aprobată prin Ordinul nr. 38/2019 *Procedura privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorilor de transport și de sistem, de distribuție și de înmagazinare a gazelor naturale precum și ai terminalelor GNL*, care reglementează principiile de fundamentare și criteriile de analiză a planurilor de investiții elaborate de operatorii sistemelor de gaze naturale, precum și criteriile de aprobare în vederea recunoașterii în tarif a investițiilor realizate.

Prin *Procedură* s-a reglementat structura obligatorie a lucrărilor de investiții, astfel încât cea mai mare parte din valoare totală a programului de investiții să reprezinte lucrări în sistemele de gaze. Operatorii au obligația legală să stabilească programe de investiții și de mentenanță fundamentate pe analize și evaluări efectuate în cadrul activității de management al activelor, a căror neîndeplinire reprezintă contravenție și se sancționează cu amendă din cifra de afaceri.

Prevederile *Procedurii* vor avea un impact pozitiv asupra activității investiționale a operatorilor, prin introducerea unor criterii transparente și nediscriminatorii privind aprobarea acestora, având în vedere obligațiile legale ale operatorilor de a întreține, extinde, moderniza și dezvolta sistemele pe care le operează în condiții de siguranță, de eficiență și de protecție a mediului. De asemenea, operatorii au obligația legală de a asigura creșterea capacității sistemelor în vederea racordării tuturor utilizatorilor din zona de concesiune, cu impact pozitiv asupra clienților finali.

În aplicarea prevederilor art. 151 din Legea nr. 123/2012, modificate prin Legea nr. 167/2018, a fost aprobată prin Ordinul ANRE nr. 37/2019 *Procedura privind preluarea în folosință a obiectivelor/conductelor necesare racordării din sectorul gazelor naturale finanțate în cotă-parte sau în totalitate de unitatea administrativ-teritorială și/sau de solicitanți și recuperarea de către aceștia a sumei investite*. Scopul acesteia a fost reglementarea aspectelor care țin de cofinanțarea sistemelor de gaze naturale prin implicarea autorităților publice locale și a utilizatorilor în extinderea și dezvoltarea rețelelor, precum și stabilirea modalității în care conductele și/sau obiectivele realizate urmează să fie predate operatorilor licențiați.

3.2. Monitorizarea respectării normelor de siguranță și fiabilitate a sistemelor din sectorul gazelor naturale

3.2.1. Starea tehnică a sistemelor de transport

Activitatea de transport al gazelor naturale este desfășurată de S.N.T.G.N. Transgaz S.A. în baza licenței de operare a sistemului de transport gaze naturale nr. 1933/20.12.2013, emisă de ANRE, valabilă până la data de 08.07.2032.

Transportul gazelor naturale este asigurat prin conducte magistrale și racorduri de alimentare, în lungime totală de peste 13.430 km, precum și prin instalațiile, echipamentele și dotările aferente acestora, racordurile de alimentare cu gaze naturale având diametre cuprinse între 25 mm și 1200 mm, la presiuni cuprinse între 6 bar și 35 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 clienții finali din piețele internă și externă de gaze naturale. În ceea ce privește presiunea de operare a conductelor de tranzit, aceasta se situează la valoarea de 54 bar.

Principalele componente ale Sistemului Național de Transport (SNT) al gazelor naturale sunt prezentate în tabelul următor :

Principalele componente ale SNT al gazelor naturale la 31.12.2019
▪ 13.430 km conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare gaze naturale, din care 369 km reprezintă conducte de tranzit;
▪ 1.244 stații de reglare – măsurare (SRM) ;
▪ 11 puncte fizice de interconectare cu alte sisteme de transport adiacente;
▪ 7 stații de măsurare a gazelor naturale din import;
▪ 58 de stații de comandă vane/noduri tehnologice (SCV, NT);
▪ 7 puncte fizice de intrare/ieșire conectate la depozitele de inmagazinare;
▪ 5 stații de comprimare gaze (SCG);
▪ 1.038 de stații de protecție catodică (SPC);
▪ 902 de stații de odorizare gaze (SOG).

Situația duratei de funcționare a componentelor SNT, aflate în uz la data de **31.12.2019**, este prezentată în tabelul următor:

Durata de funcționare	Conducte de transport și racorduri de alimentare la 31.12.2019 (km.)	Număr total de stații de reglare măsurare (SRM) la 31.12.2019	Număr de stații de reglare măsurare amplaste pe conductele de tranzit gaze (SMG) la 31.12.2019	Număr stații de reglare măsurare a gazelor din import (SMG) la 31.12.2019	Număr stații de protecție catodică (SPC) la 31.12.2019	Număr stații de comanda vane (SCV-NT) la 31.12.2019	Număr stații de comprimare gaze (SCG) la 31.12.2019
≥ 40 ani	7.412,6	150	0	2	73	13	1
între 30 și 40 ani	1.839,6	60	0	0	20	2	1
între 20 și 30 ani	1.094,5	254	2	2	54	1	0
între 10 și 20 ani	2.249,7	570	2	0	560	14	0
între 5 și 10 ani	679,5	162	0	1	296	3	0
≤ 5 ani	153,8	48	0	2	35	25	3
TOTAL	13.430	1244	4	7	1038	58	5

Modificările survenite față de anul precedent sunt evidențiate în următorul centralizator :

Nr. crt.	Denumire obiectiv/ componenta SNT	U.M.	Total la data de 31.12.2018	Realizări în anul 2019	Total la data de 31.12.2019	Modificarea față de anul 2018 (%)
1	Conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare, exceptând tranzitul	km	12.828	233	13.061	+1,82
2	Conducte de tranzit	km	553	-184	369	-33,27
3	Număr total de stații de reglare măsurare (SRM)	buc	1237	7	1244	+0,57
4	Puncte de interconectare cu depozitele de înmagazinare	buc	7	0	7	0
5	Puncte de interconectare cu alte sisteme de transport adiacente	buc	9	2	11	+22,22
6	Stații de măsurare gaze – import	buc	5	+2	7	+40
7	Stații de protecție catodică (SPC)	buc	1039	-1	1038	-0,10
8	Stații de comandă vane / noduri tehnologice (SCV-NT)	buc	58	0	58	0
9	Stații de comprimare gaze (SCG)	buc	3	2	5	+66,67
10	Stații de odorizare gaze (SOG)	buc	902	0	902	0

Cele mai importante observații care se pot evidenția din tabelul de mai sus sunt:

- Sistemul național de transport a înregistrat o creștere de 1,82%, prin realizarea a 233 km., reprezentând noi tronsoane de conducte și racorduri de alimentare;
- Au fost puse în funcțiune 7 noi stații de reglare-măsurare, numărul total al acestora ajungând astfel la 1.244;
- Au fost deschise 2 noi puncte de interconectare cu sistemele de transport învecinate, fapt care crește eficiența funcționării SNT prin mărirea capacității de import/export;
- Odată cu acestea, în anul gazier 2018-2019, au fost puse în funcțiune 2 noi stații dedicate măsurării cantităților de gaze naturale importate;
- Cu scopul echilibrării presiunii din rețeaua internă cu cea a sistemelor adiacente, dar și pentru a crește cantitatea de gaze naturale transportată în regim intern, s-au pus în funcțiune 2 noi stații de comprimare;
- S-a redus lungimea conductelor de tranzit, deoarece contractul aferent acestui tip de transport a expirat la 31.12.2019 și nu a fost prelungit.

3.2.2. Starea tehnică a sistemelor de distribuție a gazelor naturale

Cei 33 de operatori de distribuție a gazelor naturale, titulari ai licenței acordate de ANRE, au deținut la data de 31.12.2019 conducte de distribuție a gazelor naturale și racorduri aferente acestora în lungime totală de peste 56.694 km. Dintre acestea, o pondere de 64,63% din total sunt obiective din polietilenă, fiind cele care au cunoscut o dezvoltare accentuată în ultimii 20 de ani.

În tabelul următor se prezintă situația duratei de funcționare a conductelor și racordurilor sistemelor de distribuție a gazelor naturale, din polietilenă și oțel, la sfârșitul anului 2019.

Vechime rețea (ani)	Lungime obiective OL	Lungime obiective PE	Total lungime obiective	
	(km)	(km)	(km)	(%)
≥40	1.626	0	1.626	2,87
[30;40)	2.197	0	2.197	3,88
[20;30)	11.984	1.222	13.205	23,29
[10;20)	3.891	20.673	24.654	43,49
<10	356	14.655	15.012	26,48
Total	20.054	36.640	56.694	100

Astfel, din totalul de 56.694 km., reprezentând lungimea sistemului de distribuție la nivel național, o pondere de peste 26% este dată de sistemele care au o vechime mai mică de 10 ani, iar 43,49% dintre ele au o vechime cuprinsă între 10 și 20 de ani. Pe de altă parte 23,29% reprezintă conducte și racorduri cu vechimea între 20 și 30 de ani, în timp ce doar 6,74% au o vechime mai mare de 30 de ani. Prin comparație cu anul gazier precedent, se remarcă extinderea sistemului național de gaze naturale cu 5.679 km., ceea ce reprezintă o majorare semnificativă a acesteia, de circa 11%.

Ponderea conductelor din polietilenă, respectiv de oțel, pe tranșe de vechime din totalul lungimii conductelor sistemelor de distribuție a gazelor naturale, este prezentată în tabelul următor:

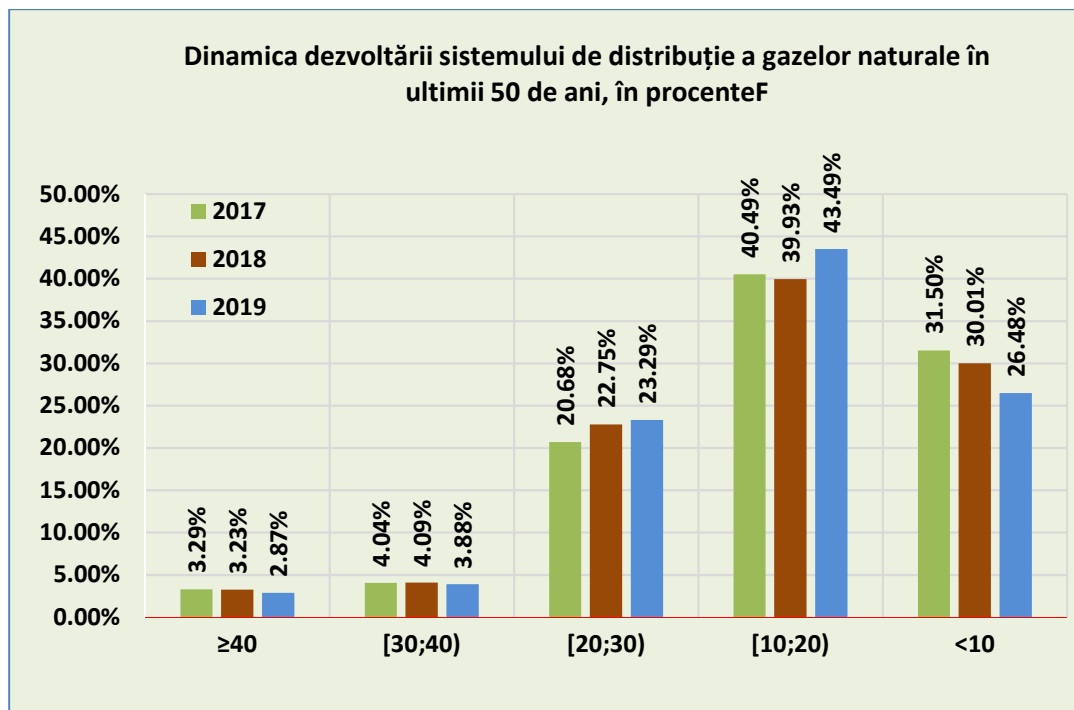
Vechime rețea (ani)	Procent OL (%)	Procent PE (%)
≥40	2,87	0
[30;40)	3,88	0
[20;30)	21,14	2,15
[10;20)	6,86	36,62
<10	0,63	25,85
Pondere din total (%)	35,37	64,63

Se remarcă o creștere de circa 5% a ponderii sistemelor de distribuție din polietilenă față de anul gazier precedent, fapt care denotă modernizarea rețelelor prin reducerea numărului de conducte și racorduri din oțel.

Tabelul și graficul de mai jos prezintă dinamica dezvoltării sistemelor de distribuție a gazelor naturale în ultimii 3 ani, în funcție de vechimea acesteia.

Vechime rețea (ani)	În anul 2017	În anul 2018	În anul 2019
≥40	3,29%	3,23%	2,87%
[30;40)	4,04%	4,09%	3,88%
[20;30)	20,68%	22,75%	23,29%
[10;20)	40,49%	39,93%	43,49%
<10	31,50%	30,01%	26,48%

Aspecte pozitive se evidențiază și din datele de mai sus, în sensul reducerii procentului care reprezintă sistemele cu o vechime mai mare de 40 de ani, ceea ce reflectă efortul operatorilor de a înnoi conductele îmbătrânite și cu grad avansat de uzură, fapt care reduce riscul apariției întreruperilor neplanificate, cauzate de avariile apărute pe traseele sistemelor corodate în timp și îmbunătățește starea tehnică a sistemelor de distribuție.



3.3. Monitorizarea respectării perioadelor de timp necesare pentru racordări și reparații

3.3.1. Monitorizarea respectării perioadelor de timp necesare pentru racordări și reparații pentru sistemul de transport

Standardul de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale prevede faptul că, pentru realizarea unei noi instalații de racordare la ST sau pentru modificarea/reemplasarea uneia existente, OTS are obligația să finalizeze lucrările și să pună în funcțiune instalația de racordare în termenul stabilit în contractul de racordare. Astfel, la nivelul Transgaz, în anul gazier 2018-2019 s-au înregistrat 4 cereri de racordare, pentru care au fost emise avizele tehnice de racordare aferente.

Pe de altă parte, în perioada monitorizată, Transgaz nu a raportat nicio punere în funcțiune a unei noi instalații de racordare, principalele cauze fiind obținerea cu întârziere a avizelor și autorizațiilor necesare precum și dificultățile întâmpinate odată cu exproprierea și despăgubirea proprietarilor ale căror terenuri au fost afectate.

3.3.2. Monitorizarea respectării perioadelor de timp necesare pentru racordări și reparații pentru sistemul de distribuție

În anul gazier 2018-2019 a fost înregistrată de către toți operatorii de distribuție (OD) o creștere de circa 16% a numărului cererilor de racordare față de perioada 01.10.2017-30.09.2018, medie ce a stat și la baza estimării volumelor de lucrări previzionate a fi contractate cu operatorii economici care execută lucrările.

Acest volum de lucrări crescut, generat în principal de dezvoltarea imobiliară, dar și de creșterea consumului prin orientarea clienților către utilizarea gazelor naturale în locul altor combustibili tradiționali, a avut un impact semnificativ asupra capacității operatorilor economici autorizați de a respecta termenele contractuale.

Procedura de încheiere a contractelor de achiziții pentru lucrări conduce la întâzieri în contractarea serviciilor și implicit la întâziera lucrărilor; termenele de eliberare a autorizațiilor de construire precum și a avizelor, au condus la întâzieri în eliberarea autorizațiilor de construire, fiind depășite termenele legale; această situație se poate datora și numărului în creștere de solicitări pentru obținerea autorizațiilor de construire pentru clădiri sau lucrărilor de infrastructură (creștere similară cu cea a solicitărilor de racordare la sistemele de distribuție a gazelor naturale).

În acest context, pentru cele 29.066 racorduri pe care operatorii sistemelor de distribuție le-au pus în funcțiune în perioada 01.10.2018-30.09.2019, a rezultat o durată medie de realizare a acestora de 115 zile, calculată de la data înregistrării depunerii de către solicitant a cererii însoțite de documentația completă.

Îmbunătățirea față de anul gazier precedent este una majoră, de circa 52 de zile, ceea ce reprezintă o reducere semnificativă a duratei de racordare, ca urmare a implementării de către operatori a unor proceduri și măsuri care au condus la eficientizarea întregului proces de racordare.

Pe de altă parte, pentru cele 2.078 extinderi/redimensionări ale obiectivelor/conductelor de gaze naturale puse în funcțiune de operatorii sistemelor de distribuție în perioada 01.10.2018-30.09.2019, s-a înregistrat un termen mediu de realizare de 216 zile, calculat de la data depunerii de către solicitant a cererii însoțite de documentația completă, respectându-se astfel termenul legal de 270 zile. Și în acest caz s-a înregistrat o îmbunătățire a timpului de așteptare a solicitanților, diferența față de anul gazier precedent fiind de 25 de zile.

4. Realizarea programelor de investiții în sistemele de gaze naturale

Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, prevede obligația operatorului de transport și de sistem, a distribuitorilor de gaze naturale, a operatorilor de înmagazinare, precum și a operatorilor terminalelor de gaze naturale lichefiate (GNL) de a elabora și transmite ANRE planurile de investiții prin care dezvoltă sistemul de transport, distribuție și înmagazinare, în condiții de siguranță, eficiență economică și de protecție a mediului.

Conform Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorilor de transport și de sistem, de distribuție și de înmagazinare a gazelor naturale, precum și ai terminalelor GNL, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 38/2019 și metodologiilor de stabilire a tarifelor în domeniul gazelor naturale, costurile aferente activităților reglementate, inclusiv cele de capital se

recuperează prin tarifele reglementate, numai în măsura în care acestea au fost efectuate într-o manieră prudentă, respectiv se demonstrează că sunt necesare, oportune, eficiente și reflectă condițiile de preț ale pieței.

4.1. Monitorizarea realizării planului de dezvoltare pentru sistemul național de transport al gazelor naturale

Operatorul de transport și de sistem are obligații privind elaborarea planului de dezvoltare și de investiții pe zece ani, în baza strategiei naționale și a planului european de dezvoltare elaborat de ENTSOG, în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de gaze naturale și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de gaze naturale, cu respectarea principiilor enunțate în *Directiva 2009/73/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale și de abrogare a Directivei 2003/55/CE*, cu includerea investițiilor aferente proiectelor de interes comun. Acestea au impact transfrontalier și beneficiază de anumite facilități, inclusiv de finanțări, acordate la nivel național și european.

Transgaz a efectuat o evaluare la nivel național referitoare la adecvarea capacităților sistemului de transport, în conformitate cu prevederile art. 8 alin. (4) din Regulamentul (CE) nr. 715/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la sistemul de transport al gazelor naturale și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1775/2005. Astfel, s-au prezentat proiectele majore transfrontaliere și modul de integrare a acestora în rețeaua europeană. Realizarea acestor proiecte se decide în corelare cu evoluția surselor de gaze naturale și a cererii de consum.

S.N.T.G.N. Transgaz S.A. participă, în calitate de membru al grupului de cooperare al OTS europeni din cadrul ENTSOG, la elaborarea documentului Ten Year Network Development Plan (TYNDP), în conformitate cu prevederile art. 8 alin. (10) din Regulamentul (CE) nr. 715/2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de gaze naturale și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1775/2005 (Regulamentul nr. 715/2009), pe baza planurilor naționale și regionale de investiții.

Planul de dezvoltare a sistemului național de transport al gazelor naturale pentru perioada 2019-2028 (denumit în continuare *PDSNT*), elaborat de S.N.T.G.N. Transgaz S.A., a fost aprobat de ANRE prin Decizia nr. 2080/11.12.2019.

PDSNT 2019-2028 reprezintă actualizarea și completarea *PDSNT* aferent perioadei 2018-2027, în conformitate cu prevederile *Legii*, cu următoarele:

- actualizarea caracteristicilor tehnice, a traseului conductelor, a valorilor și a termenelor estimate de realizare a proiectelor de interes comun, precum și a proiectelor naționale de interes major cuprinse în *PDSNT 2018-2027*, ca urmare a semnării unor contracte sau a actualizării unor documentații tehnice;
- includerea lucrărilor de investiții privind dezvoltarea și modernizarea SNT intern în perioada 2019-2028, precum și a lucrărilor de reabilitare și de mentenanță programate pentru această perioadă;

- actualizarea stadiului proiectelor, a valorilor și a termenelor de punere în funcțiune a acestora, ca urmare a finalizării unor studii de fezabilitate și fezabilitate, a unor proiecte tehnice și a semnării unor contracte;
- introducerea de către Transgaz a unui număr de 5 proiecte noi, după cum urmează:
 - dezvoltarea/modernizarea infrastructurii SNT în zona de Nord-Vest a României;
 - creșterea capacității de transport a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse;
 - Eastring–România – proiect de interconectare propus ca PCI în lista TYNDP 2018 (Bulgaria-România-Ungaria-Slovacia);
 - sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente SNT;
 - dezvoltarea sistemului SCADA pentru SNT.

Scenariile analizate în cadrul PDSNT 2019-2028 au fost corelate cu scenariile de dezvoltare la nivel european și regional în cadrul ENTSG, în contextul elaborării Planului european de dezvoltare al sistemului pe 10 ani. Planul european ENTSG cuprinde proiectele europene, din care unele au statut de proiecte de investiții de interes comun (PCI), cu impact asupra capacității de interconectare a sistemului.

România face parte din interconexiunea nord-sud din Europa de Vest („NSI East Gas”) prevăzută în Anexa I la Regulamentul (UE) 347/2013, cap. 2 „Coridoare prioritare privind gazele” pct. 6: *„Interconexiuni nord-sud privind gazele naturale din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Gas”): infrastructuri pentru conexiuni regionale privind gazele naturale între regiunea Mării Baltice, Marea Adriatică și Marea Egee, estul Mediteranei, Marea Neagră și bazinul est-mediteranean, în special pentru sporirea diversificării și a siguranței în aprovizionarea cu gaze”.*

În cadrul PDSNT 2019-2028 se prezintă succint proiectele, calendarul de realizare și valoarea totală a fiecărui proiect strategic promovat, precum și cauzele care au condus la decalarea unor termene de realizare față de planul anterior aprobat.

Valoarea totală a proiectelor majore/strategice este de 4,03 miliarde Euro și include valoarea totală a proiectului Eastring-România de 1,65 miliarde Euro, estimat a se realiza în perioada 2019-2030. Pentru perioada 2019-2028 valoarea proiectelor strategice este de 3,7 miliarde Euro.

Proiectele de interes comun PCI cuprinse în Planul de dezvoltare al sistemelor europene de transport gaze naturale TYNDP 2018 din lista proiectelor majore/strategice au o valoare totală estimată de cca. 1,52 miliarde Euro.

Conform datelor prezentate de Transgaz, finanțarea proiectelor majore cu statut FID și A non FID, în valoare totală estimată de cca. 1,25 miliarde Euro, va fi acoperită în procent de 35 % din surse proprii și 65 % din surse atrase (împrumuturi și fonduri nerambursabile).

4.1.1 Stadiul proiectelor majore de transport al gazelor naturale cuprinse în PDSNT 2019-2028

Proiectele majore prevăzute în PDSNT 2019-2028 au în vedere ultimele evoluții privind traseele de transport gaze naturale la nivel european, respectiv cele două noi surse importante de aprovizionare cu

gaze naturale din regiunea Mării Caspice și cele recent descoperite în Marea Neagră și se prezintă în continuare:

1. Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport gaze naturale pe Coridorul Bulgaria - România - Ungaria – Austria (BRUA) – cod proiect TRA-N-358 (TYNDP)

Proiectul este cuprins în Lista 3 PCI/2017 poziția 6.24 din cadrul proiectului ”Grupul de proiecte care presupune creșterea etapizată a capacității coridorului de transport bidirecțional Bulgaria – România – Ungaria –Austria (ROHUAT/BRUA).

Implementarea Proiectului BRUA are drept rezultat asigurarea posibilității fizice de curgere bidirecțională permanentă prin interconectările cu Bulgaria și Ungaria, asigurându-se următoarele capacități de transport:

- capacitate de transport la finalizarea etapei I spre Ungaria de 1,75 miliarde Smc/an, respectiv spre Bulgaria de 1,5 miliarde mc/an;
- capacitate de transport la finalizarea etapei II spre Ungaria de 4,4 miliarde mc/an, respectiv spre Bulgaria de 1,5 miliarde mc/an.

Proiectul în valoare totală estimată de 547,39 mil EUR, vizează interconectarea SNT cu sistemele similare ale Bulgariei și Ungariei, prin construirea unei conducte noi de transport gaze naturale care să realizeze legătura între Nodul Tehnologic (NT) Podișor și SMG Horia, care se va realiza în două etape, fiind împărțit în proiecte distincte:

1.1 „Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport gaze naturale pe Coridorul Bulgaria - România - Ungaria – Austria (BRUA)” - Faza 1 (proiect FID pentru care s-a luat decizia finală de investiție) în valoare estimată de 478,6 milioane EUR, cu termen de finalizare anul 2020, constă în realizarea a 479 km conductă de transport Ø 32" x 63 bar pe traseul Podișor – Recaș și a 3 stații de comprimare Podișor, Bibești și Jupa, fiecare cu două agregate de comprimare (unul în funcțiune și unul în rezervă), cu posibilitatea de asigurare a fluxului bidirecțional de gaze naturale.

Pentru finanțarea Fazei I a proiectului au fost obținute două granturi de finanțare din partea UE, în valoare de 1,52 mil. EUR și unul în valoare de 179,3 mil EUR și s-au încheiat contracte de finanțare cu BERD și BEI în valoare de 160 mil EUR.

Stadiul actual al proiectului

Proiectul se află în curs de realizare. Lucrările privind execuția celor 3 stații de comprimare, precum și a conductei de transport în lungime de 479 km au fost demarate în cursul anului 2018, obținând decizia exhaustivă în data de 21.03.2018. În anul 2019 au fost finalizate stațiile de comprimare STC Jupa și STC Podișor, restul lucrărilor fiind în curs de execuție.

Proiectul a parcurs toate etapele de autorizare necesare realizării unui PCI în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 347/2013 și a legislației naționale în vigoare.

1.2 „Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria - România - Ungaria – Austria (BRUA)” - Faza a II-a (6.24.4 –poziția 4 în Lista 3 PCI/2017), constă în capacități de transport gaze naturale”, (proiect A non FID) în valoare prognozată de 68,8 milioane EUR constă în realizarea a 50 km conductă de transport Ø 32" x 63 bar pe traseul Recaș - Horia și amplificarea capacității celor 3 stații de comprimare Podișor, Bibești și

Jupa, prin montarea unui agregat suplimentar de comprimare în fiecare stație, precum și a stației de măsurare gaze naturale SMG Horia.

Termenul de finalizare a proiectului Faza a II-a este estimat pentru 2022, în funcție de calendarul de desfășurare și de finalizarea procedurii „sezon deschis” angajat pentru rezervarea de capacitate la punctul de interconectare Csanadpalota. Decizia finală privind începerea execuției Fazei a II-a se va lua în 2020, în funcție finalizarea proiectului pe teritoriul maghiar, estimat pentru anul 2022 de către operatorul de transport (FGZS), precum și de rezervarea de capacitate pentru punctele de interconectare România-Ungaria, respectiv Ungaria-Austria și de capacitățile disponibile de gaze naturale în conductele de interconectare ale Ungariei cu țările vecine.

Stadiul actual al proiectului

Documentația Tehnică pentru obținerea Autorizației de Construire este finalizată, iar Proiectul Tehnic actualizat este în curs avizare de către SNTGN Transgaz SA.

2. Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre - cod proiect TRA-N-362 (TYNDP) - inclus în Lista 3 PCI/2017 -6.24.4 poziția 5 - „Conductă țărmul Mării Negre – Podișor (RO) pentru preluarea gazelor din Marea Neagră”, în valoare de 360,4 milioane EUR cu termen de finalizare anul 2021, în corelare cu graficele de realizare ale proiectelor off-shore din amonte.

Proiectul constă în construirea unei conducte de transport gaze naturale pe direcția Tuzla – Podișor în lungime de 308,3 km, de la țărmul Mării Negre (în zona localităților Tuzla - Amzacea, jud. Constanța) până la NT Podișor jud. Giurgiu, care face legătura între sursele de gaze naturale disponibile de la țărmul Mării Negre și coridorul BRUA, asigurându-se astfel posibilitatea dirijării gazelor spre Bulgaria și Ungaria prin interconectările existente Giurgiu–Ruse (cu Bulgaria) și Nădlac–Szeged (cu Ungaria). Această conductă se va interconecta cu actuala conductă internațională de transport gaze naturale T1.

Stadiul actual al proiectului

A fost obținută decizia exhaustivă pentru execuția lucrărilor nr. 4/25.04.2019.

Decizia de finanțare a proiectului este condiționată de încheierea contractelor comerciale (proiect A non FID). În 2019 a fost reluat procesul de rezervare de capacitate incrementală pentru PM Tuzla, proces încheiat fără alocare de capacitate. Termenul de finalizare a proiectului a fost amânat până în anul 2021, ca urmare a întârzierii obținerii autorizațiilor și accesului la terenuri.

3 - Interconectarea sistemului național de transport cu conducta de transport internațional al gazelor naturale T1 și reverse flow Isaccea - cod proiect TRA-N-139 (TYNDP) - Lista 3 PCI - 6.24.10 (culoar Isaccea T1 – Onești).

În urma finalizării studiilor și documentațiilor tehnice, proiectul în valoare totală de 77,7 mil. Euro, a fost reconsiderat și împărțit în două faze: **Faza I** în valoare 8,8 mil Euro, cu finalizare în 2018 și **Faza II** în valoare de 68,9 mil EUR, cu termen de finalizare 2020.

Proiectul constă în lucrări de interconectare a SNT la conducta de tranzit internațional T1, în zona SMG Isaccea și în lucrări de reparații a conductei de transport (Dn 800 mm) Cosmești – Onești în lungime de 66 km, în faza I. În faza a II-a sunt programate lucrări de modernizare și amplificare a stațiilor de comprimare Siliștea și Onești, precum și modernizări în interiorul NT Siliștea, Șendreni și Onești.

Proiectul va permite asigurarea de fluxuri fizice reversibile prin punctul Negru Vodă 1 spre Isaccea 1 și crearea unui culoar de transport între sistemele din Grecia, Bulgaria, România și Ucraina. Operatorul intenționează accesarea unor fonduri europene nerambursabile (Proiect FID).

Ca urmare a finalizării studiului de fezabilitate și a detaliilor de execuție, a expertizării conductelor de transport, proiectul a fost reconsiderat prin reevaluarea valorii acestuia, care a scăzut de la 101 mil. Euro (planul anterior aprobat) la 77,7 mil. Euro.

Stadiul actual al proiectului

În urma reevaluării proiectului ca urmare a finalizării documentațiilor tehnice, a obținerii deciziei exhaustive pentru etapa I și a autorizației de construire în data de 04.07.2019 pentru etapa a II-a, termenul de finalizare a etapei a II-a a fost amânat pentru anul 2020.

4 - Dezvoltări 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 acceptat ca eligibil pentru finanțarea din fonduri europene de dezvoltare regională, în condițiile stabilite de **Programul Operațional Infrastructura Mare (POIM)**, în cadrul **Axei Prioritare (AP) 8**. – Obiectiv Strategic (OS) 8.2 – “Creșterea gradului de interconectare a Sistemului Național de Transport al gazelor naturale cu alte state vecine”, are o alocare financiară nerambursabilă de 55 mil. Euro.

Proiectul are ca scop asigurarea unei capacități de transport gaze naturale de 1,5 mld. mc/an în punctul de interconectare dintre sistemul de transport al României și cel al Republicii Moldova, pe ruta Onești-Gherăești-Lețcani, cu o valoare totală de 174,25 mil. Euro și termen de finalizare anul 2021 (proiect FID).

Proiectul constă în realizarea următoarelor obiective:

- construirea unei conducte noi de transport gaze naturale 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 noi Stații de comprimare gaze 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 noi Stații de comprimare gaze la Gherăești, având o putere instalată de 9,14 MW, 2 compresoare de câte 4,57 MW, unul activ și unul de rezervă.

Stadiul actual al proiectului

Proiectul este derulat de Autoritatea de management din cadrul Ministerului Fondurilor Europene și beneficiază de o alocare financiară nerambursabilă prin AP8 - „Sisteme inteligente și sustenabile de transport al energiei electrice și gazelor naturale” în valoare de cca. 46,3 mil. Euro. Transgaz a derulat și finalizat 5 proceduri de achiziții publice (pentru materiale, echipamente și execuție a lucrărilor) și a încheiat contractele în vederea realizării aferente proiectului (conducta Onești-Gherăești-Lețcani, Lot 1 și 2 și cele două stații noi de comprimare Onești și Gherăești).

5 - Dezvoltarea pe teritoriul României a coridorului central de transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre - Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria -

Romania - Ungaria - Austria (BRUA faza 3) - cod proiect TRA-N-959 (TYNDP) - Lista 3 PCI - 6.24.10

Proiectul are o valoare estimată de 530 mil. Euro, cu termen de finalizare anul 2025 și constă în dezvoltarea capacității de transport al gazelor naturale pe culoarul Onești-Coroi-Hațeg-Nădlac în funcție de volumele de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre sau din alte perimetre onshore precum și asigurarea curgerii reversibile pe interconectarea România-Ungaria.

Proiectul este împărțit în două etape: în prima etapă se realizează curgerea reversibilă pe interconectarea România-Ungaria, printr-o conductă nouă Băcia-Hațeg-Horia-Nădlac în lungime de 280 km și două stații de comprimare noi, iar în a doua etapă se realizează dezvoltarea SNT între Onești și Băcia prin înlocuirea/reabilitarea unor tronsoane de conductă existente, două sau trei stații de comprimare noi pe traseul Onești-Băcia.

Proiectele BRUA faza 1, 2 și 3 au fost comasate pe lista actualizată (Lista 3/2017) a **proiectelor de interes comun** publicată în luna noiembrie 2017 ca și anexă la Regulamentul 347/2013, fiind incluse la poziția 6.24 sub denumirea "**Grupul de proiecte care presupune creșterea etapizată a capacității coridorului de transport bidirecțional Bulgaria-Romania-Ungaria-Austria (BRUA faza 1, 2 și 3)**".

Proiectul asigură capacitatea de 1,75 mld. mc/an în prima etapă, 4,4 mld. mc/an în a doua etapă și posibilitatea preluării cantităților de gaze naturale din noile resurse descoperite în Marea Neagră, în cea de-a treia etapă.

Realizarea acestui coridor depinde de evoluția cererii de capacitate și de exploatarea zăcămintelor de gaze naturale din Marea Neagră sau din alte perimetre on-shore, o decizie finală de investiție putând fi luată doar în momentul în care cererea de capacitate este confirmată prin acorduri și contracte de rezervare (proiect LA non FID).

Stadiul actual al proiectului

În prezent a fost finalizat studiul de fezabilitate. SNTGN Transgaz SA va demara studiul de fezabilitate în momentul în care vor exista date și informații suplimentare din partea concesiionarilor de perimetre din Marea Neagră (confirmări privind cererile de capacitate și disponibilitatea gazelor din Marea Neagră).

6 - Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre (Vadu-T1 în dreptul localității Grădina, județul Constanța) – Proiectul este de importanță națională prin H.G. nr. 563 din 4 august 2017 și este inclus în Lista PCI (TRA-N-964) la nr. 6.24.10, punctul 3 (proiect FID).

Proiectul constă în construirea unei conducte de transport gaze naturale în lungime de aproximativ 25 km de la țărmul Mării Negre până la conducta existentă de transport internațional T1, cu o capacitate de transport de 1,1 mld. mc/an, conform procesului „Open-Season”.

Termenul estimat de finalizare este anul 2021, cu o valoare estimată de 9,14 milioane EUR, în funcție de graficele de realizare a proiectelor offshore din amonte.

Stadiul actual al proiectului

A fost finalizat proiectului tehnic, s-au obținut autoizațiile de construire și Decizia exhaustivă. În urma derulării procedurilor de achiziție publică pentru lucrările de execuție, termenul estimat de finalizare a proiectului și punere în funcțiune a fost amânat pentru 2021, în corelare cu realizarea proiectelor offshore din amonte. În prezent sunt în curs de realizare lucrările de execuție a obiectivelor aferente proiectului.

Procesul de **capacitate incrementală pentru PM Vadu** s-a finalizat cu alocarea de capacitate și semnarea contractului de transport gaze naturale.

7 - Interconectarea România–Serbia – Interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul similar de transport din Serbia

Proiectul are scopul de a facilita exportul de gaze naturale spre Serbia (în dreptul localității Mokrin) cu preluare din viitoarea conductă BRUA faza I.

Proiectul constă în stabilirea unei noi direcții de interconectare, respectiv Recaș–Mokrin, printr-o conductă de transport gaze în lungime totală de 97 km, din care pe teritoriul României 85 km (conductă cu diametru Ø 24" și presiunea de 63 bar) și o stație de măsurare gaze.

Termenul de finalizare a proiectului, în valoare totală de 53,76 mil. Euro (afertă lucrărilor de investiții din România), este anul 2020 (proiect A non FID).

În urma finalizării studiului de fezabilitate și a proiectului tehnic, valoarea totală estimată a crescut la 53,76 mil Euro (față de 42,4 mil Euro estimată anterior pentru România) datorită modificării traseului conductei pe culoarul Recaș-Mokrin și a reamplasării SRM pe teritoriul României, precum și a obținerii accesului la terenurile aferente acestor obiective.

Stadiul actual al proiectului

În prezent, datorită modificării unor parametri tehnici ai conductei Recaș-Mokrin, care va asigura o curgere bidirecțională a gazelor naturale, precum și identificării unor zone protejate care au impus modificarea traseului conductei de transport gaze naturale, valoarea proiectului este de 53,76 mil Euro. Proiectul se află în procedura de obținere a avizelor și acordului de mediu de la autoritățile competente.

8 Modernizarea SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1

În vederea creșterii gradului de asigurare a securității energetice în regiune au fost semnate două Acorduri de Interconectare între SNTGN Transgaz SA și PJSC Ukrtransgaz, respectiv Bulgartransgaz pentru PI Isaccea 1 și PI Negru Vodă 1. Proiectul constă în construirea a două stații noi de măsurare gaze în locațiile celor existente, cu modernizarea și dotarea cu instalații noi de măsurare/filtrare/separare și posibilitatea funcționării în regim bidirecțional pentru SMG Isaccea 1 (în valoare de 13,88 mil Euro), cu termen de finalizare 2020 și SMG Negru Vodă 1 (în valoare de 12,77 mil Euro) cu termenul de finalizare 2021 (proiect FID).

Stadiul actual al proiectului

Ca urmare a finalizării studiului de fezabilitate și a documentației tehnice pentru SMG Isaccea 1, respectiv aprobarea studiului de fezabilitate și elaborarea proiectului tehnic pentru SMG Negru Vodă 1, valoarea proiectului este de 26,65 mil. Euro. Termenele de finalizare au fost amânate (SMG Isaccea 1 în execuție se va finaliza în 2020, iar SMG Negru Vodă 1 este prognozată pentru 2021, în funcție de obținerea terenului și a autorizațiilor).

9 - Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești - Siret

În completarea proiectului privind dezvoltarea SNT în zona de Nord – Est a României pentru creșterea aprovizionării cu gaze naturale a zonei și asigurarea capacităților de transport spre/dinspre Republica Moldova, SNTGN Transgaz SA a identificat oportunitatea realizării unei interconectări a SNT cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești – Siret.

Proiectul, aflat într-o etapă incipientă, constă în construirea unei conducte de transport gaze naturale în

lungime de aproximativ 130 km pe direcția Gherăești – Siret și a instalațiilor aferente, construirea unei stații transfrontaliere de măsurare gaze și amplificarea stațiilor de comprimare Onești și Gherăești, dacă este cazul. Termenul de finalizare a construcției este 2022-2024, iar pentru punerea în funcțiune și operare a sistemului termenul este anul 2025; valoarea totală estimată este de 125 mil Euro (proiect LA non FID).

SNTGN TRANSGAZ SA a inițiat în *PDSNT 2019-2028* cinci noi proiecte strategice, în vederea creării de noi culoare de interconectare, precum și a creșterii capacității și siguranței sistemului, cu termene de finalizare 2023-2030 (proiecte LA non FID).

10 - 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. Proiectul urmează să fie dezvoltat ținând cont de proiectele de importanță majoră aflate deja în derulare, care urmează să fie executate pe teritoriul României, prioritizarea acestui proiect fiind legată de evoluția celorlalte proiecte.

Ca urmare a finalizării studiului de fezabilitate, lucrările, în valoare totală de 405 mil. Euro, constau în: construirea unor conducte de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Horia–Medieșu Aurit, Sărmășel–Medieșu Aurit și Huedin–Aleșd, precum și construirea unei stații de comprimare gaze naturale la Medieșu Aurit.

Având în vedere anvergura acestui proiect, se propune implementarea acestuia în mod etapizat, după cum urmează:

Etapa 1: construirea conductei de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Horia–Borș, cu termen de finalizare anul 2022;

Etapa 2: construirea conductei de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Borș–Abrămuț, a unei stații de comprimare gaze naturale la Medieșu Aurit și a conductei de transport gaze naturale împreună cu instalațiile aferente, pe direcția Huedin–Aleșd, cu termen de finalizare anul 2025;

Etapa 3: construirea conductei de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Abrămuț–Medieșu Aurit și construirea conductei de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Sărmășel–Medieșu Aurit, cu termen de finalizare anul 2026.

11 - Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse

SNTGN Transgaz SA, Bulgartransgaz, DESFA SA, FGSZ Ltd. și ICGB AD, au semnat în luna iulie 2017 Memorandumul privind cooperarea pentru realizarea Coridorului Vertical, în vederea realizării unor conducte noi de interconectare ale sistemelor naționale de transport pe direcția nord-sud.

Proiectul constă în construirea unei conducte noi de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente pe direcția Podișor-Giurgiu, construirea unei noi subtraversări la Dunăre și amplificarea SMG Giurgiu (sistem bidirecțional) către Ruse.

Termenul estimat de finalizare este anul 2027, cu o valoare totală estimată de 51,8 mil. Euro.

Proiectul se află într-o fază incipientă, capacitățile care vor fi dezvoltate în cadrul acestui proiect urmând a fi stabilite ulterior, pe baza acestora fiind stabilită și soluția tehnică finală.

12 - Eastring-România - inclus pe Lista 3 TYNDP ca PCI - 6.25.1, cod proiect TRA-N-655

Proiectul constă în execuția unei conducte de transport bidirecțională care să conecteze sistemele de transport din Slovacia cu granița de Sud-Est a Europei (Marea Neagră-Turcia) prin Ungaria, România și Bulgaria, conform studiului de fezabilitate finalizat în 2018.

Conform studiului de fezabilitate, implementarea proiectului se va realiza în două faze pe teritoriul României, după cum urmează:

- Faza 1 – Capacitate maximă de 20 mld mc/an; valoare estimată de 1.297 mil. Euro pentru România (2.600 mil. Euro–total);
- Faza 2 – Capacitate maximă de 40 mld mc/an; valoare estimată de 357 mil. Euro pentru România (739 mil. Euro–total).

Termen estimat de finalizare: anul 2025 pentru Faza 1, anul 2030 pentru Faza 2.

13 - Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale

Proiectul constă în implementarea sistemului de achiziție, comandă și monitorizare pentru stațiile de protecție catodică în vederea asigurării unei durate de viață și siguranță sporită în exploatare a conductelor de transport, în baza datelor achiziționate, printr-un sistem complex de protecție al conductelor cu cheltuieli de mentenanță scăzute.

Sistemul centralizat de protecție catodică va oferi posibilitatea setării, monitorizării și operării precise de la distanță a punctelor de interes ale sistemului, va elimina costurile de citire a datelor, va evita situațiile în care datorită condițiilor meteo nu este posibilă citirea datelor și erorile umane, va permite control distribuit al locațiilor și va reduce costurile cu operarea și mentenanța, diminuând considerabil timpul de configurare.

Termen estimat de finalizare este anul 2023, cu o valoare estimată de 8 mil. Euro.

14 - Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport gaze naturale

Proiectul constă în modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale prin dezvoltarea unui sistem SCADA performant și flexibil, modernizarea arhitecturii hardware și software și migrarea spre o arhitectură descentralizată, cu control distribuit pe unități administrativ-organizatorice în conformitate cu structura SNTGN TRANSGAZ SA, precum și cu noile proiecte privind dezvoltarea și extinderea sistemului de transport.

Termen estimat de finalizare este anul 2023, cu o valoare estimată de 5,5 mil. Euro.

4.1.2 Stadiul proiectelor majore de înmagazinare a gazelor naturale cuprinse în PDSNT 2019-2028

În ceea ce privește direcțiile de dezvoltare a sistemelor de înmagazinare gaze naturale, *PDSNT 2019-2028* prezintă 5 proiecte majore propuse de operatorii depozitelor de înmagazinare gaze naturale, respectiv de SNGN Romgaz SA – Filiala de înmagazinare gaze natural Depogaz Ploiești SRL și Depomureș SA, dintre care două sunt cuprinse în Lista PCI actualizată în noiembrie 2017. Aceste proiecte vizează creșterea capacității de înmagazinare și modernizarea sistemului de înmagazinare și

conduc la creșterea siguranței în aprovizionare cu gaze a consumatorilor, acoperirea vârfurilor de consum și menținerea caracteristicilor tehnice de funcționare optimă a SNT.

Aceste proiecte sunt următoarele:

1 „Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare a gazelor naturale în depozitul Bilciurești”- face parte din proiectele de interes național major, având ca scop creșterea capacității de înmagazinare/livrare gaze naturale (la 20 mil.mc/zi) și a siguranței în operare/exploatare a sistemului de înmagazinare.

Proiectul constă în modernizarea instalației de separare, măsurare și uscare grupuri Bilciurești, modernizarea sistemului de aspirație/refulare și răcire în stația de comprimare Butimanu, modernizarea a 19 sonde de injecție/extracție, forajul a 4 sonde noi, execuția a 11 km conductă transport gaze între depozitul Bilciurești și SC Butimanu, care se va executa în etape.

Termenul estimat de finalizare este 2025, cu valoare estimată de 59 mil. Euro (proiect FID).

Stadiul actual al proiectului

A fost finalizat studiul de fezabilitate și a fost realizată o anumită parte din lucrările de modernizare a instalațiilor tehnologice de suprafață aferente depozitului de înmagazinare. În prezent este în curs de realizare construcția unei noi stații de uscare gaze naturale, cu o capacitate de 5,3 mil mc/zi.

2 „Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Ghercești” - Proiectul este de interes național și constă dezvoltarea și modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale Ghercești, pentru asigurarea condițiilor de operare la capacitatea de 600 milioane mc/ciclu de înmagazinare (stație de comprimare, măsurare, uscare gaze, modernizare a 20 de sonde de injecție-extracție și a infrastructurii pentru interconectare cu SNT).

Termenul estimat de finalizare este 2026 (față de anul 2025 anterior aprobat), cu valoare estimată de 122 mil. Euro (proiect A non FID).

Stadiul actual al proiectului

În prezent este în curs de elaborare studiul de fezabilitate.

3 „Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale în Fălticeni” (Moldova) - Proiectul este de interes național și constă în transformarea în depozit subteran de înmagazinare subterană a mai multor zăcăminte de producție gaze naturale depletate (Pocoleni, Comănești, Todirești sau Devideni), care îndeplinesc condițiile tehnice și caracteristicile geologico-fizice în vederea stocării în siguranță a gazelor naturale, în conformitate prevederile legale.

Proiectul constă în asigurarea condițiilor de operare la capacitatea de cca. 200 mil mc/ciclu de înmagazinare, capacitate de injecție/extracție 1,4 mil mc/zi/2 mil mc/zi, (stație de comprimare, măsurare, uscare gaze, instalații tehnologice de suprafață aferente sondelor de injecție-extracție, săparea de noi sonde de injecție-extracție și modernizarea infrastructurii pentru interconectare cu SNT).

Termenul estimat de finalizare este 2029 (amânat față de 2025 în PDSNT 2018-2027), cu valoare estimată de 80 mil. Euro (proiect A non FID).

Stadiul actual al proiectului

În prezent este în curs de elaborare studiul de fezabilitate.

4 „Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)” Proiect cuprins în Coridorul NSI East Gas – (Interconectarea Nord-Sud East Gas)

pentru Regiunea Europa Centrală și de Est, cuprins în Lista a 3-a PIC/2017 cu nr. de referință 6.20.6 - având ca scop dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană existent de la Sărmășel de la capacitatea de 900 milioane mc/ciclu la 1550 milioane mc/ciclu (o creștere cu 650 milioane mc/ciclu), creșterea capacității de injecție cu 4 milioane mc/zi, la un total de 10 milioane mc/zi, creșterea capacității de extracție cu 4 milioane mc/zi, la un total de 12 milioane mc/zi, prin creșterea capacității de comprimare, infrastructură nouă de suprafață pentru 46 de sonde de injecție-extracție și forajul a 15 sonde noi.

Termenul estimat de finalizare este 2024, cu valoare estimată de 136 mil. Euro (proiect LA non FID).

Stadiul actual al proiectului

A fost finalizat studiul de fezabilitate, au fost modernizate instalațiile tehnologice a 6 sonde de injecție-extracție și sunt în curs de realizare încă 12 sonde de injecție-extracție.

5 „Unitatea de stocare - Depomureș” cuprins în Lista a 3-a PCI / 2017 - 6.20.4 - Creșterea capacității de înmagazinare subterană la depozitul subteran Târgu Mureș - (în care SC Depomureș SA are calitatea de titular de acord de concesiune petrolier și operator al depozitului prin Grupul GDF SUEZ SA) – are scopul re tehnologizării și dezvoltării depozitului prin creșterea capacității actuale de 300 mil. mc./ciclu, la 400 mil. mc./ciclu într-o prima etapă, respectiv la 600 mil. mc./ciclu într-o etapă ulterioară, respectiv creșterea capacității de injecție/extracție de la cca. 1,7 mil. mc./zi la cca. 3,5 mil. mc./zi după implementarea fazei 1 și la cca. 5 mil. mc./zi, după finalizarea fazei a 2-a.

Proiectul constă în realizarea unei stații centrale de gaze (unități de comprimare, stație de uscare, panou de măsură fiscal bidirecțional), execuția unei noi conducte colectoare de înmagazinare, modernizarea instalațiilor tehnologice de suprafață aferente sondelor de injecție/extracție, săparea de sonde noi.

Termenul estimat pentru Faza I este anul 2021, iar Faza a II-a după implementarea fazei I, cu valoare totală estimată de 87 mil. EUR (proiect A non FID)

Stadiul actual al proiectului

A fost executată o parte din lucrări, respectiv: conducta colectoare nouă, modernizarea instalațiilor tehnologice de suprafață aferente sondelor de injecție/extracție existente, o unitate de comprimare, stația de uscare gaze.

4.1.3 Analiza realizării PDSNT 2019-2028 (costuri investiționale)

Anumite proiecte strategice clasificate ca proiecte cu statut LA non FID (pentru care nu s-a luat decizia de finanțare) își pot schimba statutul ca urmare a finalizării unor studii de fezabilitate sau unor cauze independente de decizia Transgaz. Pe parcursul derulării acestora, proiectele de tip LA non FID pot avansa la statut de proiecte de tip A non FID (avansate dar pentru care nu a fost luată încă decizia finală de investiție), sau de tip FID (proiect pentru care a fost luată decizia finală de investiție), în funcție de rezultatul studiilor de fezabilitate sau a documentațiilor tehnice de avizare.

Valoarea cheltuielilor investiționale realizate preliminar în anul 2019, de 888 milioane lei, reprezintă cca. 42% din valoarea prognozată în cadrul PDSNT 2019-2028, de 2.106 milioane lei (valoare proiecte FID).

Gradul de realizare a investițiilor prognozate în anul 2019 este prezentat în tabelul următor, în care valorile reprezintă sume prognozate a fi cheltuite/cheltuite anual:

Tip Investiții	2018			2019		
	Plan (lei)	Realizat (lei)	grad de realizare %	Plan	Realizat	grad de realizare %
Valoare investiții proiecte de interconectare (FID)	501.746.688	358.599.676	71	1.727.097.000	774.427.001	45
Valoare investiții în SNT intern, din care:	185.615.780	38.304.648	21	378.981.542	113.580.385	30
investiții în sistem	102.265.414	28.451.725	28	335.315.228	100.271.719	30
investiții în dotări	83.350.366	9.852.923	12	43.666.314	13.308.666	30
TOTAL INVESTITII (SNT+total PM)	687.362.468	396.904.324	58	2.106.078.542	888.007.386	42

Gradul redus de realizare a acestor investiții este cauzat, conform explicațiilor Transgaz, de întârzierile avute în obținerea autorizațiilor de construire, a accesului la teren, a obligației de refacere a documentațiilor tehnice și a derulării cu întârziere a procedurilor de achiziție care au condus la amânarea termenelor de execuție a lucrărilor.

4.2. Monitorizarea realizării planurilor anuale de investiții ale operatorului de transport și de sistem

SNTGN TRANSGAZ SA a transmis ANRE rapoartele de monitorizare a lucrărilor de investiții și mentenanță realizate în anul 2019 în conformitate cu obligațiile prevăzute în cadrul art. 40, alin (1) al *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorilor de transport și de sistem, de distribuție și de înmagazinare a gazelor naturale, precum și ai terminalelor GNL*, cu modificările și completările ulterioare.

În tabelul centralizator următor sunt prezentate în lei valorile totale ale imobilizărilor corporale și necorporale puse în funcțiune și înregistrate în contabilitatea operatorului în anul 2019.

Grupa/subgr.	Imobilizari corporale și necorporale	Plan investiții 2019	Investiții realizate în anul 2019, conform planului	Investiții realizate în anul 2019, suplimentar față de plan	TOTAL investiții realizate în anul 2019
Grupa 1	Construcții	363.361.731	23.660.878	4.751.342	28.412.220
Subgrupa 1.1	Clădiri	2.045.640	407.689	0	407.689
Subgrupa 1.3	Conducte colectoare și magistrale (inclusiv instalațiile tehnologice, dotările și echipamentele aferente)	342.405.148	19.619.688	1.906.428	21.526.116
Subgrupa 1.7	Alte construcții	18.910.943	3.633.501	2.844.914	6.478.415

Grupa/ subgr.	Imobilizari corporale și necorporale	Plan investiții 2019	Investiții realizate în anul 2019, conform planului	Investiții realizate în anul 2019, suplimentar față de plan	TOTAL investiții realizate în anul 2019
Grupa 2	Echipe tehnologice, mașini utilaje și echipamente de lucru	0	4.490	1.366.417	1.370.907
Grupa 3	Aparate și instalații de măsurare, control și reglare	4.292.060	4.549.840	5.488.513	10.038.353
Grupa 4	Mijloace de transport	1.445.770	1.445.770	3.483.620	4.929.390
Grupa 5	Alte imobilizări corporale și necorporale	25.110.955	11.073.193	358.738	11.431.931
TOTAL, din care:		394.210.516	40.734.171	15.448.630	56.182.801
In sistem		365.608.151	23.066.002	10.598.593	33.664.595
In dotari		28.602.365	17.668.170	4.850.037	22.518.207

Astfel, valoarea investițiilor realizate în anul 2019 de către **SNTGN TRANSGAZ SA**, este de 54.777.361 lei. Din această valoare, imobilizările corporale și necorporale aferente sistemului au valoarea de 33.664.595 lei, reprezentând 61,46 % din totalul realizat. Conform prevederilor art. 37, alin. (4) din *Procedură*, gradul de realizare a planului de investiții aferent anului 2019 se va revizui după cele 8 luni ale anului 2020 în care operatorul are dreptul să recupereze investițiile nerealizate în anul precedent.

În conformitate cu prevederile art. 34 alin (2) din *Procedură*, operatorul are obligația de a realiza anual din surse proprii investiții care au ca rezultat imobilizări corporale și necorporale aparținând sistemului în valoare de cel puțin 95 % din valoarea totală a acestora cuprinse în planul anual de investiții aprobat de ANRE pentru anul respectiv. Totodată, conform prevederilor art. 34 alin (4) din *Procedură*, în situația în care operatorul nu îndeplinește această condiție, are posibilitatea de a recupera investițiile planificate și nerealizate în 2019 până la data de 31.08.2020. Din analiza gradului de realizare a planului anual de investiții conform prevederilor art. 34 alin. (2) din *Procedură*, prin raportarea valorii realizate a imobilizărilor corporale și necorporale în sistem de **33.664.595 lei**, la valoarea planificată a acestora, de **365.608.151 lei**, a rezultat un grad de îndeplinire a planului de investiții în anul 2019 de **9,21 %**. Operatorul a înregistrat întârzieri în punerea în funcțiune a obiectivelor planificate aferente proiectului BRUA, care în conformitate cu informațiile transmise de operator au fost deja recuperate în mare măsură în primele luni ale anului 2020.

4.3. Monitorizarea realizării planurilor anuale de investiții ale operatorilor de înmagazinare a gazelor naturale

Valoarea totală a investițiilor realizate în anul 2019 de către DEPOGAZ S.A. este de 35.388.405 lei. Din această valoare, imobilizările corporale și necorporale aferente sistemului de înmagazinare reprezintă 96,45%, respectiv 34.133.403 lei, restul reprezentând achiziția de dotări.

Prin raportarea valorii realizate a imobilizărilor corporale și necorporale în sistem la valoarea planificată a acestora, de 34.117.075 lei, a rezultat un grad de îndeplinire a planului de investiții în anul 2019 de 100,1 %.

Valoarea totală a investițiilor realizate în anul 2019 de către DEPOMUREȘ SA este de 1.585.782 lei. Din această valoare, imobilizările corporale și necorporale aferente sistemului reprezintă 97 %, respectiv 1.538.006 lei, restul reprezentând achiziția de dotări.

Prin raportarea valorii realizate a imobilizărilor corporale și necorporale în sistem la valoarea planificată a acestora, de 1.543.698 lei, a rezultat un grad de îndeplinire a planului de investiții în anul 2019 de 96,6 %.

4.4. Monitorizarea realizării planurilor anuale de investiții pentru obiectivele/sistemele de distribuție a gazelor naturale

Valoarea investițiilor realizate (valoarea mijloacelor fixe rezultate în urma investițiilor realizate, puse în funcțiune și înregistrate în contabilitate) de către operatorii sistemului de distribuție la nivel național în anul 2019 este de 387,5 milioane lei, înregistrându-se o creștere cu aproximativ 24 milioane lei (6%) față de valoarea investițiilor realizate în anul 2018.

Împreună, SC Delgaz Grid SA și SC Distrigaz Sud Rețele SRL, cei doi operatori care distribuie pentru mai mult de 100.000 de utilizatori, au realizat în anul 2019 investiții în valoare de aproximativ 315 milioane lei, reprezentând un procent de 81,2% din valoarea totală a investițiilor realizate în întreg sistemul de distribuție a gazelor naturale la nivel național.

Din punctul de vedere al structurii valorii investițiilor realizate în anul 2019 de către cei doi mari distribuitori, aproximativ 243,5 milioane lei, reprezentând 77,4% din totalul de 315 milioane lei, reprezintă valoarea mijloacelor corporale și necorporale care aparțin sistemului, fiind respectate astfel prevederile art. 22 alin (2) al Procedurii aprobate prin Ordinul ANRE cu nr. 38/2019, conform cărora: pentru OD care distribuie gaze naturale pentru mai mult de 100.000 de clienți, valoarea investițiilor care au ca rezultat imobilizări corporale și necorporale aparținând sistemului în anul 2019 trebuie să reprezinte cel puțin 70 % din valoarea totală a planului anual de investiții, cotă care a fost modificată la 85 % pentru investițiile planificate începând cu anul 2020.

Una dintre principalele obligații legale ale operatorilor de distribuție a gazelor naturale este aceea a menținerii siguranței sistemelor de distribuție a gazelor naturale. În acest sens, efortul investițional al OD este preponderent axat pe reabilitarea și modernizarea rețelei de distribuție, în vederea asigurării securității în exploatare, a continuității în alimentarea consumatorilor, a creșterii eficienței acestora prin scăderea consumului tehnologic și a creșterii fiabilității prin reducerea numărului și duratei întreruperilor neprogramate.

În ceea ce privește lucrările de investiții de modernizare, cei doi mari operatori de distribuție a gazelor naturale, SC Distrigaz Sud Rețele SRL și SC Delgaz Grid SA au realizat în anul 2019 următoarele tipuri de lucrări:

- Modernizarea și re tehnologizarea conductelor și bransamentelor de gaze naturale, a stațiilor și/sau posturilor de reglare/reglare-măsurare. Criteriile în baza cărora au fost incluse aceste lucrări în planurile de investiții, au fost rezultatele obținute în urma unor analize multicriteriale, lipsa protecției catodice la conductele din oțel, corelarea lucrărilor de înlocuire a conductelor/obiectivelor

cu lucrările de reabilitare a carosabilului și reducerea lungimii rețelei de distribuție cu regim de joasă presiune, urmărindu-se dezvoltarea rețelelor de distribuție cu regim de medie presiune. Lucrările au avut drept scop inclusiv corelarea capacității stațiilor cu consumurile înregistrate și au constat în înlocuirea instalațiilor tehnologice care nu mai corespundeau specificațiilor tehnice în vigoare. La înlocuirea posturilor de reglare au fost vizate echipamente cu element de siguranță prin închidere la subpresiune și suprapresiune, sisteme capsulate pentru securizarea accesului neautorizat și protecția elementelor de reglare și filtrare. Valoarea lucrărilor de modernizare și re tehnologizare a conductelor și bransamentelor de gaze naturale și a stațiilor și posturilor de reglare/măsură realizate de SC Distrigaz Sud Rețele SRL și SC Delgaz Grid SA a fost în anul 2019 de cca. **137,8 milioane lei**.

- **Înlocuiri periodice ale mijloacelor de măsurare care nu mai respectă condițiile metrologice.** În conformitate cu prevederile legislației metrologice, cei doi operatori au înlocuit circa 300.000 mijloace de măsurare cu verificarea metrologică expirată, al căror cost total a fost de aproximativ **42,9 milioane lei**.

- **Protecția Catodică** cuprinde un ansamblu de lucrări prin care se asigură permanent protecția împotriva coroziunii conductelor de gaze realizate din oțel. În anul 2019 cei doi mari operatori ai sistemului de distribuție au modernizat și reabilitat în total un număr de 72 instalații de protecție catodică, cu un cost ce a totalizat cca **3,8 milioane de lei**.

- **Echipamente SCADA/AMR/GIS.** Pentru optimizarea procesului de management al sistemului s-a continuat integrarea clienților importanți în sistemul de monitorizare AMR (Automatic Meter Reading), fiind achiziționate și montate sisteme de monitorizare a parametrilor de presiune și flux de gaz pentru utilizatorii racordați la sistemele de distribuție a gazelor naturale. Valoarea investițiilor realizate în anul 2019 de către cei doi operatori pentru noi automatizări, montarea, relocarea sau înlocuirea unor echipamente de telemăsură, precum și întreținerea aplicațiilor informatice care gestionează sisteme de tip SCADA/AMR/GIS a fost de circa **16,6 milioane lei**.

- **Înlocuirea obiectivelor în urma unor incidente și avarii (din mentenanță).** Urmare a incidentelor, avariilor sau coroziunilor care afectează bransamentele din oțel, s-au realizat înlocuiri ale acestora cu bransamente din polietilenă. Lucrările au constat în cuponarea conductelor, înlocuirea teurilor de bransament din oțel cu teuri RMA care permit obturarea bransamentului și realizarea bransamentelor noi din polietilenă. Pentru anul 2019 s-a realizat înlocuirea aproximativ a 10 km bransamente uzate a căror valoare totală a fost de aproximativ **4 milioane lei**.

În conformitate cu obligațiile prevăzute la art. 138 al Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, operatorii de distribuție a gazelor naturale au transmis ANRE planuri de investiții pentru cinci ani.

Valoarea medie anuală estimată pentru perioada 2019-2023, conform planurilor de investiții transmise de OD, este de cca. 425 milioane lei.

Distrigaz Sud Rețele și Delgaz Grid, au programat pentru anul 2020 investiții în valoare totală de aproximativ 224 milioane lei, respectiv de 176 milioane lei, acestea reprezentând aproximativ 46,4 %, respectiv 36,4 % din valoarea totală programată pentru anul 2020 de către toți cei 33 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale din România.

În conformitate cu prevederile art 34, alin (2) din Procedura mai sus amintită, operatorul are obligația de a realiza anual din surse proprii investiții care au ca rezultat imobilizări corporale și necorporale aparținând sistemului în valoare de cel puțin 95 % din valoarea totală a acestora cuprinse în planul anual de investiții aprobat de ANRE pentru anul respectiv. În acest sens, în urma analizei ANRE, a reieșit că din cei 33 de operatori un număr de 17 au îndeplinit condiția procentuală impusă, restul operatorilor având obligația de a recupera investițiile nerealizate în conformitate cu dispozițiile art. 34 alin (4) ale aceleași Proceduri, respectiv într-o perioadă de recuperare de 8 luni. Valoarea cumulată a investițiilor nerealizate și care trebuie recuperate este de aproximativ 32,5 milioane de lei.

5.1. Realizarea programului anual de mentenanță în sistemul național de transport al gazelor naturale

Pentru ca operatorul de transport și de sistem al gazelor naturale SNTGN Transgaz S.A. să-și poată îndeplini obligațiile legale privind întreținerea și reabilitarea sistemului pe care îl operează, în condiții de eficiență și de protecție a mediului, este obligat să efectueze operațiunile specifice de mentenanță anuală. Acestea se realizează în conformitate cu *Normele tehnice pentru proiectarea și execuția conductelor de transport gaze naturale*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 118/2013, cu modificările și completările ulterioare. În anul 2019 OTS a realizat lucrările de mentenanță planificate prezentate în tabelul următor, din care rezultă că acest operator nu a realizat lucrări corective la nivelul planificat. Nerealizarea lucrărilor de mentenanță corectivă ar putea pune în evidență faptul că acestea nu au fost necesare, ceea ce ar fi un aspect pozitiv. Prin urmare, operatorul trebuie să acorde mai multă atenție stabilirii valorice anuale ale planului de mentenanță, inclusiv a defalcării pe tipuri de mentenanță – preventivă/corectivă.

Anul 2019	Planificat (lei)	Realizat (lei)	Grad de îndeplinire (%)
Total mentenanță, din care:	80.283.390	43.064.763	53,64
Mentenanță preventivă	48.937.726	36.790.671	75,18
Mentenanță corectivă	31.345.664	6.274.092	20,02

5.2. Realizarea programului de mentenanță în sistemele de distribuție a gazelor naturale

- **Lucrări de mentenanță.** Operarea, întreținerea, repararea și reabilitarea sistemelor de gaze naturale se realizează cu respectarea *Normelelor tehnice pentru proiectarea, executarea și exploatarea sistemelor de alimentare cu gaze naturale*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 89/2018, cu modificările și completările ulterioare.

Un program de mentenanță adecvat cuprinde atât lucrări de mentenanță preventivă, care se desfășoară conform unui program stabilit ex-ante și care constă în lucrări de întreținere tehnică, verificări/revizii tehnice, probe de presiune ale conductelor/bransamentelor/ stațiilor și posturilor de reglare/măsurare sau diverse alte acțiuni de control (tehnic, vizual, olfactiv ș.a.) ale diverselor obiective care alcătuiesc sistemul de distribuție a gazelor naturale cât și lucrări de mentenanță corectivă, lucrări care sunt necesare în urma unor incidente.

În tabelul următor sunt prezentate valorile lucrărilor de mentenanță totală, preventivă și corectivă realizate în cursul anului 2019 de către cei doi mari operatori naționali ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, cu mențiunea că aceștia au îndeplinit condiția prevăzută în Procedură, referitoare la gradul de realizare al lucrărilor de mentenanță.

Operatorul	Mentenanța totală planificată	Mentenanța totală realizată	Grad de realizare	Mentenanța preventivă	Grad de realizare	Mentenanță corectivă realizată	Grad de realizare
	(lei)	(lei)	(%)	(lei)	(%)	(lei)	(%)
Distrigaz Sud Rețele	339.139.926	338.029.131	99,7	216.197.174	98	121.831.957	103
Delgaz Grid	217.488.910	250.603.609	115,2	149.027.340	152	101.576.269	85
TOTAL	556.628.836	558.632.740	100,4	365.224.514	114	223.408.226	94

În conformitate cu prevederile *Procedurii* aprobate prin Ordinul ANRE nr. 38/2019, OD are obligația de a realiza în anul 2019 lucrări de mentenanță preventivă în valoare de cel puțin 95% din valoarea planului anual de mentenanță preventivă asumat de operator, iar începând cu anul 2020 are obligația de a realiza anual lucrări de mentenanță în valoare de cel puțin 90 % din valoarea totală a planului anual de mentenanță.