



# MONITORUL OFICIAL

## AL

# ROMÂNIEI

Anul 191 (XXXV) — Nr. 869 bis

PARTEA I  
LEGI, DECRETE, HOTĂRĂRI ȘI ALTE ACTE

Miercuri, 27 septembrie 2023

### SUMAR

Pagina

Anexa la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 85/2023 pentru modificarea și completarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei și de aprobare a Metodologiei de calcul al consumului tehnologic din sistemul de transport al gazelor naturale .....	6-43
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------

# ACTE ALE AUTORITĂȚII NAȚIONALE DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI

AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI

## ORDIN

### pentru modificarea și completarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei și de aprobare a Metodologiei de calcul al consumului tehnologic din sistemul de transport al gazelor naturale\*)

Având în vedere prevederile art. 99 lit. l) și m), art. 130 alin. (1) lit. s) și u), art. 177<sup>1</sup> alin. (2), art. 179 alin. (4) și (5) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, cele ale art. 12 din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022—31 martie 2023, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 206/2022, cu modificările și completările ulterioare, precum și ale art. 10 alin. (1) lit. l) și q) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012, cu modificările și completările ulterioare,

în temeiul prevederilor art. 5 alin. (1) lit. b) și c) și ale alin. (5) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012, cu modificările și completările ulterioare,

președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei emite prezentul ordin.

**Art. I.** — Codul rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 171 și 171 bis din 29 martie 2013, cu modificările și completările ulterioare, se modifică și se completează după cum urmează:

**1. La articolul 57<sup>3</sup> alineatul (5), litera b) se modifică și va avea următorul cuprins:**

„b) cantitățile estimate de către OD a fi fost consumate de către clienții finali din portofoliul fiecărui UR, client al OD, la care măsurarea nu se face în cursul zilei, ajustate cu cantitățile prevăzute în Convențiile încheiate de către OD cu UR conform prevederilor Metodologiei de regularizare a diferențelor dintre alocări și cantitățile de gaze naturale distribuite; estimarea se realizează pentru fiecare UR pe baza următoarelor elemente:

(i) profilelor de consum specifice fiecărei categorii de clienți finali;

(ii) structurii portofoliului de clienți finali ai fiecărui UR.”

**2. La articolul 71<sup>3</sup> alineatul (2), litera b) se modifică și va avea următorul cuprins:**

„b) nivelurilor cantitative estimate a fi consumate de către clienții finali din portofoliul fiecărui UR la care măsurarea nu se face zilnic, ajustate cu cantitățile prevăzute în Convențiile încheiate de către OD cu UR conform prevederilor Metodologiei de regularizare a diferențelor dintre alocări și cantitățile de gaze naturale distribuite; nivelurile cantitative estimate a fi consumate sunt determinate pentru fiecare UR pe baza următoarelor elemente:

(i) profilelor de consum elaborate de OD pentru clienții finali aflați în portofoliul UR;

(ii) structurii portofoliului de clienți finali ai fiecărui UR.”

**3. La articolul 71<sup>3</sup>, alineatul (4) se modifică și va avea următorul cuprins:**

„(4) Până la data de 31 martie 2025, în ziua D+1, până cel târziu ora 13.00, producătorii de energie termică au obligația de a transmite furnizorului propriu cantitatea estimată de gaze naturale utilizată în ziua D la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice, destinată consumului populației.”

**4. Articolul 74 se abrogă.**

**5. Articolul 75 se modifică și va avea următorul cuprins:**

„Art. 75. — (1) OTS efectuează alocarea lunară finală până cel târziu în data de 13 a lunii următoare (M+1) lunii (M) în care a prestat serviciul de transport, pentru fiecare UR în parte, în scopul cuantificării serviciului de transport gaze naturale prestat de OTS.

(2) Cantitățile de gaze naturale care au făcut obiectul livrărilor în luna M sunt asumate de către OTS și producători/OD/CD/OÎ prin semnarea proceselor-verbale prevăzute în anexa nr. 9 la prezentul cod.

(3) În vederea parcurgerii procesului de alocare lunară finală, OTS transmite către OD/CD, respectiv primește de la producători/OÎ, în primele două zile lucrătoare ale lunii M+1, cantitățile de gaze naturale precizate în procesele-verbale prevăzute în anexa nr. 9, în conformitate cu prevederile art. 37 alin. (1) și (2).

(4) Până în data de 8 a lunii M+1 ora 12.00, producătorii, operatorii de înmagazinare și OTS recurg la efectuarea descărcărilor lunare a tuturor sistemelor/mijloacelor de măsurare proprii, constată eventualele diferențe sau disfuncționalități de măsurare și corectează valorile pentru fiecare punct fizic de intrare/ieșire în parte în conformitate cu prevederile Procedurii de rezolvare a reclamațiilor/sesizărilor/divergențelor privind măsurarea cantităților de gaze naturale, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 142/2021. În situația în care valorile comerciale trebuie corectate se vor retransmite procesele-verbale modificate corespunzător.

(5) Începând cu data de 8 a lunii M+1 ora 14.00 și până în data de 11 a lunii M+1 ora 12.00, în platforma informațională a OTS sunt introduse următoarele informații:

a) pentru fiecare zi gazieră din luna M pentru care s-au înregistrat diferențe sau disfuncționalități de măsurare, OD introduc în platforma informațională a OTS pentru fiecare UR cantitățile de gaze naturale reprezentând corecțiile de măsurare efectuate de OTS pentru punctele aferente sistemului de distribuție; în cazul în care OD nu transmit aceste informații, cantitățile de gaze naturale aferente corecțiilor de măsurare sunt alocate de către OTS proporțional cu cantitățile de gaze naturale alocate inițial de către OD pentru fiecare UR și pentru fiecare zi din luna M în care s-au înregistrat diferențe sau disfuncționalități de măsurare;

b) OTS introduce în platforma sa informațională alocarea zilnică aferentă consumatorilor racordați direct în SNT recalculată pentru fiecare UR, reprezentând alocarea inițială zilnică ajustată cu eventualele corecții ale OTS, pentru fiecare zi din luna M în care s-au înregistrat diferențe sau disfuncționalități de măsurare.

(6) Alocarea lunară finală este egală cu suma alocărilor zilnice determinate în conformitate cu prevederile art. 66 care se ajustează conform alin. (5).

(7) În data de 14 a lunii M+1, ora 12.00, OTS, în baza alocării lunare finale, determinată conform prevederilor alin. (6), semnează împreună cu UR procesele-verbale prevăzute în anexa nr. 9.

(8) Până la data de 15 a lunii M+1 pentru luna M, OTS calculează și retransmite fiecărui UR alocarea lunară finală determinată în conformitate cu prevederile alin. (6) și dezechilibrele zilnice recalculate.

(9) Diferențele dintre cantitățile lunare distribuite și alocarea lunară finală se regularizează în conformitate cu Metodologia

\*) Ordinul nr. 85/2023 a fost publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 869 din 27 septembrie 2023 și este reprodus și în acest număr bis.

de regularizare a diferențelor dintre alocări și cantitățile de gaze naturale distribuite, elaborată de ANRE.”

6. La articolul 85, alineatul (3) se modifică și va avea următorul cuprins:

„(3) În scopul echilibrării propriului portofoliu, UR procedează la:

- renominalizarea cantităților de gaze care urmează să fie introduse/preluate în/din SNT până la finalul zilei gaziere D;
- tranzacționarea produselor standardizate pe termen scurt puse la dispoziție de platformele de tranzacționare;
- tranzacționarea bilaterală.

### Ecuatii de echilibrare

#### A. Ecuația de echilibrare fizică a SNT

$$E(PROD) + E(IMP) + E(DEP^{EXTR}) = E(IEȘ) + E(CST) + E(\Delta Lp) + E(DEP^{INJ}) + E(EXP) \quad (1),$$

unde:

- $E(PROD)$  — energia gazelor naturale predate în SNT prin punctele de intrare din perimetrele de producție;
- $E(IMP)$  — energia gazelor naturale predate în SNT (import) prin punctele de interconectare transfrontalieră;
- $E(DEP^{EXTR})$  — energia gazelor naturale extrase și predate în SNT din depozitele de înmagazinare;
- $E(IEȘ)$  — energia gazelor naturale predate din SNT prin toate punctele de ieșire, cu excepția celor aferente depozitelor de înmagazinare și punctelor de interconectare transfrontalieră;
- $E(CST)$  — energia gazelor naturale aferentă consumurilor realizate în SNT calculate în ziua (D +1) pentru ziua D.

$$E(CST) = E(CTm/d) + E(UFG) + E(EX CT) = E(PROD) + E(IMP) + E(DEP^{EXTR}) - E(IEȘ) - E(\Delta Lp) - E(DEP^{INJ}) - E(EXP),$$

unde:

1.  $E(CTm/d)$  — energia gazelor naturale aferentă consumurilor tehnologice măsurate/determinate; termenul  $E(CTm/d)$  se calculează conform prevederilor Metodologiei de calcul al consumului tehnologic din sistemul de transport al gazelor naturale ca sumă a următoarelor energii:

- energia gazelor naturale utilizate drept combustibil pentru consumul stațiilor de comprimare;
- energia gazelor utilizate drept combustibil pentru încălzirea gazelor și a incintelor tehnologice, funcționării grupurilor generatoare de curent electric;

2.  $E(UFG)$  — energia totală a consumurilor tehnologice nedeterminate din SNT, precum și a incertitudinilor/abaterilor/erorilor determinării mărimilor măsurate și calculate din ecuația de echilibrare fizică a SNT.

3.  $E(EX CT)$  — energia gazelor care nu se încadrează în categoria consumului tehnologic din ST și care sunt achiziționate în vederea:

- utilizării în scop administrativ de OTS în sediile aflate în proprietatea/folosința acestuia;
- compensării volumelor de gaze naturale disipate în urma unor incidente tehnice, cu autor cunoscut;
- compensării volumelor de gaze naturale disipate în urma unor incidente tehnice în ST, cu autor necunoscut, dacă OTS nu deține înscrisuri din care să rezulte măsurile întreprinse pentru recuperarea prejudiciului;
- d) compensării volumelor de gaze naturale disipate în urma unor vicii de execuție ale obiectivelor din ST aflate în perioada de garanție;
- e) compensării volumelor de gaze naturale disipate în urma unor intervenții neautorizate ale terților asupra sistemelor/mijloacelor de măsurare a gazelor naturale, respectiv:
  - deteriorarea, modificarea fără drept sau blocarea funcționării acestora;
  - ocolirea indicațiilor acestora, prin realizarea de instalații clandestine;
- f) compensării volumelor de gaze naturale disipate în urma folosirii instalațiilor clandestine racordate la ST;
- g) compensării volumelor de gaze naturale disipate în urma modificării obiectivelor ST prin deviere, la cererea clientului final sau a unui terț;

(vi)  $E(\Delta Lp)$  — variația energiei gazelor naturale existente în conductele componente ale SNT, determinată prin diferența dintre energia conținută în SNT la sfârșitul unei zile gaziere și energia conținută în SNT la începutul zilei gaziere respective;

(vii)  $E(DEP^{INJ})$  — energia gazelor naturale predate din SNT în depozitele de înmagazinare subterană;

(viii)  $E(EXP)$  — energia gazelor naturale predate din SNT (export) prin punctele de interconectare transfrontalieră.

Energiiile  $E(PROD)$ ,  $E(IMP)$ ,  $E(DEP^{EXTR})$ ,  $E(IEȘ)$ ,  $E(\Delta Lp)$ ,  $E(DEP^{INJ})$ ,  $E(EXP)$ ,  $E(CST)$  sunt determinate zilnic de către OTS în baza indicațiilor sistemelor/mijloacelor de măsurare existente.

$$E(DEZ)_{UR} = E(PROD)_{UR} + E(IMP)_{UR} + E(DEP^{EXTR})_{UR} + E(g \text{ cumpărate în } PVT_{UR}) - E(IEȘ)_{UR} - E(EXP)_{UR} - E(DEP^{INJ})_{UR} - E(g \text{ vândute în } PVT_{UR}),$$

#### B. Ecuația de echilibrare a utilizatorului de rețea, precum și a OTS însuși atunci când acționează în calitate de utilizator al rețelei

unde:

- $E(PROD)_{UR}$  — energia gazelor naturale predate în SNT de către UR, din perimetrele de producție;
- $E(IMP)_{UR}$  — energia gazelor naturale din import predate în SNT de către UR, prin toate punctele de interconectare transfrontalieră;
- $E(DEP^{EXTR})_{UR}$  — energia gazelor naturale predate în SNT de către UR prin toate punctele de la interfața cu depozitele de înmagazinare subterană;
- $E(g \text{ cumpărate în } PVT_{UR})$  — energia gazelor naturale cumpărate în PVT de UR;
- $E(DEZ)_{UR}$  — componenta de dezechilibru a UR — reprezintă energia gazelor naturale necesară menținerii echilibrului portofoliului de clienți ai UR;
- $E(IEȘ)_{UR}$  — energia gazelor naturale livrate din SNT prin toate punctele de ieșire, cu excepția celor aferente depozitelor de înmagazinare și punctelor de interconectare transfrontalieră, de către UR;
- $E(EXP)_{UR}$  — energia gazelor naturale livrate din SNT prin punctele de interconectare transfrontalieră de către UR;

- (viii)  $E(DEPINJ\_UR)$  — energia gazelor naturale livrate din SNT prin toate punctele de la interfața cu depozitele de înmagazinare subterană de către UR;
- (ix)  $E(g\ vândute\ în\ PVT\_UR)$  — energia gazelor naturale vândute în PVT de UR.

### C. Ecuația de echilibrare comercială a SNT

$$E(\Delta Lp) - \sum E(DEZ)\_UR - E\Delta(CST) - E\Delta(OBA) - E\Delta(Act.ech.) = 0,$$

unde:

- (i)  $E(\Delta Lp)$  — variația energiei gazelor naturale existente în conductele componente ale SNT, determinată prin diferența dintre energia existentă în SNT la sfârșitul unei zile gaziere și energia existentă în SNT la începutul zilei gaziere respective;
- (ii)  $\sum E(DEZ)\_UR$  — energia gazelor naturale calculată ca sumă algebrică a dezechilibrelor UR înregistrate în ziua gazieră respectivă:

$$\sum E(DEZ)\_UR = \sum E(DEZ)\_UR\ excedent - \sum E(DEZ)\_UR\ deficit,$$

unde:

- $\sum E(DEZ)\_UR\ excedent$  — suma energiei gazelor naturale rezultată din dezechilibrele de tip excedent înregistrate de UR;
- $\sum E(DEZ)\_UR\ deficit$  — suma energiei gazelor naturale rezultată din dezechilibrele de tip deficit înregistrate de UR;

$$(iii) \quad E\Delta(CST) = E(CST)_{achiziționat} + E(CST)_{extras} - E(CST)_{realizat} - E(CST)_{îmagazinat},$$

unde:

- $E\Delta(CST)$  — energia gazelor naturale aferentă consumului OST din SNT;
- $E(CST)_{achiziționat}$  — energia gazelor naturale achiziționate destinate consumului SNT;
- $E(CST)_{extras}$  — energia gazelor naturale extrase din depozitele de înmagazinare destinate consumului SNT;
- $E(CST)_{realizat}$  — energia gazelor naturale efectiv consumate de OTS pentru realizarea activităților aferente transportului gazelor naturale prin SNT;
- $E(CST)_{îmagazinat}$  — energia gazelor naturale înmagazinate de OTS în depozitele de înmagazinare pentru consumul SNT;
- (iv)  $E\Delta(OBA)$  — variația contului de echilibrare operațională la nivel de SNT, exprimată în unități de energie:

$$E\Delta(OBA) = E\ OBA\ intrare - E\ OBA\ ieșire,$$

unde:

- $E\ OBA\ intrare$  — cont de echilibrare operațională utilizat la gestionarea diferenței dintre energia gazelor naturale măsurate în punctele de intrare în SNT și energia gazelor naturale alocate în punctele de intrare în SNT:

$$E\ OBA\ intrare = P - Ai,$$

unde:

- $P$  — suma energiei gazelor naturale măsurate în toate punctele de intrare în SNT;
- $Ai$  — suma energiei gazelor naturale alocate în punctele de intrare în SNT;
- $E\ OBA\ ieșire$  — cont de echilibrare operațională utilizat la gestionarea diferenței dintre energia gazelor naturale măsurate în punctele de ieșire din SNT și energia gazelor naturale alocate în punctele de ieșire din SNT în cadrul cărora se utilizează un cont de echilibrare operațională:

$$E\ OBA\ ieșire = L - Ae,$$

unde:

- $L$  — suma energiei gazelor naturale măsurate în toate punctele de ieșire din SNT în cadrul cărora se utilizează un cont de echilibrare operațională;
- $Ae$  — suma energiei gazelor naturale alocate în punctele de ieșire din SNT în cadrul cărora se utilizează un cont de echilibrare operațională;
- (v)  $E\Delta(Act.ech.)$  — diferența dintre cantitățile de gaze naturale achiziționate + extrase și cele vândute + înmagazinate pentru acțiuni de echilibrare ale OTS în vederea menținerii echilibrului fizic al SNT și menținerii parametrilor de funcționare în condiții de siguranță:

$$E\Delta(Act.ech.) = E\ Q\ achiziție + E\ Q\ extras - E\ Q\ vânzare - E\ Q\ înmagazinat,$$

unde:

- $E\ Q\ achiziție$  — energia gazelor naturale achiziționată de OTS de pe piața centralizată de gaze naturale, în scop de echilibrare fizică a SNT;
- $E\ Q\ extras$  — energia gazelor naturale extrasă de OTS din depozitele de înmagazinare, în scop de echilibrare fizică a SNT;
- $E\ Q\ vânzare$  — energia gazelor naturale vândută de OTS pe piața centralizată de gaze naturale, în scop de echilibrare fizică a SNT;
- $E\ Q\ înmagazinat$  — energia gazelor naturale înmagazinată de OTS în depozitele de înmagazinare, în scop de echilibrare fizică a SNT.”

**7. La articolul 86, după alineatul (2) se introduc două noi alineate, alin. (3) și (4), cu următorul cuprins:**

„(3) Pentru fiecare zi din luna M în care s-au înregistrat diferențe sau disfuncționalități de măsurare, dezechilibrul zilnic se calculează ținând cont de alocarea zilnică recalculată conform prevederilor art. 75 alin. (5).

În acest caz, dezechilibrul zilnic final al UR se calculează după următoarea formulă:

$DZ = A(i) + T(C) - T(V) - A(e)_{\text{recalculată}} \pm T(PE)$ , în care:

$A(e)_{\text{recalculată}}$  — alocarea zilnică inițială ajustată cu cantitatea ce include diferențe sau disfuncționalități de măsurare;

$T(PE)$  — tranzacțiile efectuate în piața de echilibrare după calculul dezechilibrului inițial.

(4) În situația în care dezechilibrul zilnic final calculat conform prevederilor alin. (3) este de sens contrar celui calculat conform prevederilor art. 86 alin. (2), dezechilibrul zilnic al UR se consideră egal cu zero  $DZ = 0$ .”

**8. La articolul 86<sup>1</sup>, alineatele (2<sup>1</sup>) și (2<sup>2</sup>) se modifică și vor avea următorul cuprins:**

„(2<sup>1</sup>) Până la data de 31 martie 2025, UR transmite OTS, până la ora 7.00 a zilei D+1, dezechilibrul zilnic inițial comunicat conform alin. (2), defalcat la nivel de CC și PET prevăzuți la art. 12 din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022—31 martie 2023, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 206/2022, cu modificările și completările ulterioare, denumită în continuare *OUG nr. 27/2022*, precum și cel aferent celorlalți clienți finali, în conformitate cu prevederile art. 37 alin. (1) și (2).

(2<sup>2</sup>) Până la data de 31 martie 2025, în intervalul 7.00—13.30 al zilei D+1, OTS procesează informațiile transmise de UR conform alin. (2<sup>1</sup>) și le centralizează în vederea tranzacționării pe piața de echilibrare sau le transmite operatorului desemnat să asigure îndeplinirea obligațiilor de organizare și administrare a pieței de echilibrare.”

**9. La articolul 86<sup>2</sup>, alineatul (2) se modifică și va avea următorul cuprins:**

„(2) Până la data de 31 martie 2025, în cadrul pieței de echilibrare se tranzacționează distinct, pe baza Procedurii de tranzacționare pe piața de echilibrare a gazelor naturale, prevăzută în anexa nr. 14, următoarele cantități de gaze naturale cu livrare în cursul zilei sau în ziua gazieră următoare, precum și cele reprezentând dezechilibrul zilnic inițial al UR:

a) cantități destinate consumului CC și PET ce fac obiectul art. 12 din OUG nr. 27/2022; prețul gazelor naturale fără servicii incluse nu poate depăși prețul de 150 de lei/MWh;

b) cantități destinate consumului celorlalți clienți finali.”

**10. La articolul 88, alineatul (3) se modifică și va avea următorul cuprins:**

„(3) Prin derogare de la prevederile alin. (2), până la data de 31 martie 2025, dezechilibrul zilnic final se calculează de către OTS, distinct, cu luarea în considerare a cantităților tranzacționate pe PE conform prevederilor art. 86<sup>2</sup> alin. (2).”

**11. În anexa nr. 14, articolul 5 se modifică și va avea următorul cuprins:**

„Art. 5. — Prin derogare de la prevederile art. 2 și ale art. 3 alin. (1), până la data de 31 martie 2025, sesiunile de tranzacționare se desfășoară după cum urmează:

a) între orele 15.00—15.45 participanții interesați de participarea la sesiunea de tranzacționare introduc în sistemul de tranzacționare al PE ofertele proprii destinate tranzacționării cantităților de gaze naturale din producția internă destinată consumului CC și PET, precizând cantitatea de gaze naturale și prețul oferit conform prevederilor art. 86<sup>2</sup> alin. (2) lit. a) din cod;

b) etapa de încheiere a tranzacțiilor prevăzute la lit. a) are loc între orele 15.45—16.00;

c) între orele 16.00—16.45 participanții interesați de participarea la sesiunea de tranzacționare introduc în sistemul de tranzacționare al PE ofertele proprii destinate tranzacționării cantităților de gaze naturale din producția internă destinate consumului celorlalți clienți finali prevăzuți la art. 86<sup>2</sup> alin. (2) lit. b) din cod, precizând cantitatea de gaze naturale și prețul oferit;

d) etapa de încheiere a tranzacțiilor prevăzute la lit. c) are loc între orele 16.45—17.00.”

**12. În anexa nr. 9, la capitolul 3 punctul 3.4, după alineatul (2) se introduce un nou alineat, alin. (3), cu următorul cuprins:**

„(3) Pentru punctele de intrare/ieșire în/din SNT, unde există sistem de măsurare de control, pentru soluționarea eventualelor divergențe cu privire la cantitățile de gaze naturale preluate/predate se aplică prevederile Procedurii de rezolvare a reclamațiilor/sesizărilor/divergențelor privind măsurarea cantităților de gaze naturale, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 142/2021.”

**13. În anexa nr. 9, la capitolul 3 punctul 3.6, alineatul (2) se modifică și va avea următorul cuprins:**

„(2) În cazul în care se constată diferențe între cantitățile măsurate cu aparatul de bază și, respectiv, cel de control, părțile vor conveni ca valoarea ce se raportează se stabilește în conformitate cu prevederile Ordinului președintelui ANRE nr. 142/2021.”

**Art. II. — Metodologia de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de transport al gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 41/2019, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 211 din 18 martie 2019, cu modificările și completările ulterioare, se modifică după cum urmează:**

— **La articolul 11, litera r) se abrogă.**

**Art. III. — Se aprobă Metodologia de calcul al consumului tehnologic din sistemul de transport al gazelor naturale, prevăzută în anexa care face parte integrantă din prezentul ordin.**

**Art. IV. — La data intrării în vigoare a prezentului ordin, Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 115/2018 privind aprobarea Metodologiei de calcul al consumului tehnologic din sistemul de transport al gazelor naturale, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 610 din 17 iulie 2018, cu modificările și completările ulterioare, se abrogă.**

**Art. V. — Societatea Națională de Transport Gaze Naturale „Transgaz” — S.A. duce la îndeplinire prevederile prezentului ordin, iar compartimentele de specialitate din cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei urmăresc respectarea acestora.**

**Art. VI. — Prezentul ordin se publică în Monitorul Oficial al României, Partea I.**

p. Președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei,  
**Mircea Man**

## METODOLOGIE

### de calcul al consumului tehnologic din sistemul de transport al gazelor naturale

#### Capitolul I. - Scop și domeniu de aplicare

**Art. 1. -** Prezenta metodologie are drept scop stabilirea unei metode unitare de calcul al consumului tehnologic de gaze naturale din sistemul de transport al gazelor naturale, denumit în continuare ST, și se aplică de operatorul de transport și de sistem, denumit în continuare OTS.

**Art. 2. -** (1) În sensul prezentei metodologii, consumul tehnologic reprezintă cantitatea de gaze naturale, exprimată în unități de volum și de energie, necesară a fi consumată de OTS pentru asigurarea parametrilor tehnologici necesari desfășurării activității de transport al gazelor naturale.

(2) Consumul tehnologic din ST calculat pe durata unui an gazier de OTS și transmis la ANRE este compus din:

- a) consumul tehnologic măsurat/determinat;
- b) consumul tehnologic nedeterminat - *UFG*.

(3) Consumul tehnologic măsurat/determinat din ST, prevăzut la alin. (2) lit. a), este suma cantităților de gaze naturale achiziționate de OTS în vederea:

- a) funcționării stațiilor de comprimare a gazelor naturale, calculate conform prevederilor art. 5;
- b) încălzirii gazelor naturale și a incintelor tehnologice, precum și funcționării grupurilor generatoare de curent electric, calculate conform prevederilor art. 6.

(4) *UFG* prevăzut la alin. (2) lit. b), este consumul tehnologic nedeterminat din SNT, la care se adaugă și incertitudinile/abaterile/erorile determinării mărimilor măsurate și calculate din ecuația de echilibrare fizică a ST.

(5) În categoria de consum tehnologic din ST nu se încadrează cantitățile de gaze naturale prevăzute la art. 85 alin. (3) paragr. A pct. (v) subpct. 3) din Codul rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013.

#### Capitolul II. - Abrevieri, expresii și termeni

**Art. 3. -** În sensul prezentei metodologii, următoarele abrevieri, expresii și termeni se definesc după cum urmează:

- a) *ANRE* – Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei;
- b) *HMI* – Human-Machine Interface – interfața om-mașină;

- c) *NT* – nodul tehnologic;
- d) *SC* – stația de comprimare a gazelor naturale;
- e) *SCV* – stația de comandă vane;
- f) *SM* – stație de măsurare a gazelor naturale;
- g) *SRM* – stație de reglare-măsurare a gazelor naturale;
- h) *condiții normale* – condițiile în care temperatura gazelor naturale este  $T_N = 273,15 K^1$  și presiunea gazelor naturale este  $p_N = 101325 Pa^2$ ;
- i) *condiții standard* – condițiile în care temperatura gazelor naturale este  $T_S = 288,15K$  și presiunea gazelor naturale este  $p_S = 101325 Pa$ ;
- j) *Codul rețelei* – Codul rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013, cu modificările și completările ulterioare;
- k) *Incintă tehnologică* - incinta în care se adăpostesc instalațiile/echipamentele tehnice și tehnologice, care deservește strict activitatea de operare/exploatare și supraveghere în funcționare a instalațiilor/echipamentelor;
- l) *Lege* – Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare;
- m) *Normă de mentenanță* – Norma tehnică specifică pentru sistemul național de transport al gazelor naturale – mentenanța conductelor de transport gaze naturale, aprobată prin Decizia președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 2.453/2010<sup>3</sup>;
- n) *spațiul administrativ* – spațiul în care se desfășoară diverse activități legate de obiectul de activitate al OTS, dar care nu sunt în strânsă legătură cu o instalație tehnologică sau cu un echipament tehnologic.

**Art. 4. -** Termenii prevăzuți la art. 3 se completează cu termenii definiți în *Lege* și în legislația aplicabilă în sectorul gazelor naturale.

### **Capitolul III. - Calculul consumului tehnologic măsurat/determinat din sistemul de transport al gazelor naturale**

**Art. 5. -** (1) Volumul de gaze naturale, în condiții standard, necesar funcționării stațiilor de comprimare a gazelor naturale, se determină prin intermediul sistemelor/mijloacelor de măsurare și se calculează de OTS cu formula:

---

<sup>1</sup> În *Sistem Internațional* unitatea de măsură pentru temperatură este gradul Celsius – „°C” sau unitatea Kelvin – „K”

<sup>2</sup> În *Sistem Internațional* unitatea de măsură pentru presiune este Pascal – „Pa”, iar în unități tehnice este bar - „bar”

<sup>3</sup> Decizia președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 2.453/2010 nu a fost publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, ci este publicată pe pagina de internet a OTS

$$V_S = V_{Icurent} - V_{Ianterior}$$

unde:

- $V_S$  – volumul de gaze naturale necesar funcționării stației de comprimare a gazelor naturale, [m<sup>3</sup>];
- $V_{Icurent}$  – volumul de gaze naturale precizat de indexul curent, [m<sup>3</sup>];
- $V_{Ianterior}$  – volumul de gaze naturale precizat de indexul anterior, [m<sup>3</sup>].

(2) OTS înregistrează informațiile care au stat la baza calculării volumelor de gaze naturale prevăzute la alin. (1) și (5) în conformitate cu tabelele nr. 1 și 2 din anexa nr. 1.

(3) Conversia volumului de gaze naturale prevăzut la alin. (1) în unități de energie se realizează aplicând formula:

$$E = V_S \times H_S$$

unde:

- $E$  – energia gazelor naturale, [MWh], rotunjită la 6 zecimale;
- $V_S$  – volumul de gaze naturale necesar funcționării stației de comprimare a gazelor naturale, [m<sup>3</sup>];
- $H_S$  – puterea calorifică superioară, [MWh/m<sup>3</sup>], rotunjită la 6 zecimale.

(4) Puterea calorifică superioară prevăzută la alin. (3) este  $H_S$  din zona de calitate aferentă sursei din care provin gazele naturale utilizate la funcționarea stațiilor de comprimare sau a stațiilor mobile de comprimare/transvazare, din data citirii sistemelor/mijloacelor de măsurare a gazelor naturale.

(5) Volumul de gaze naturale, în condiții standard, necesar funcționării stațiilor mobile de comprimare/transvazare a gazelor naturale se calculează de OTS cu formula:

$$V_{Sm} = \frac{Q_{max} \times LF_{med}}{100} \times t$$

unde:

- $V_{Sm}$  – volumul de gaze naturale necesar funcționării stației mobile de comprimare/transvazare a gazelor naturale, [m<sup>3</sup>];
- $Q_{max}$  – debitul de gaze naturale necesar funcționării motorului stației mobile de comprimare la încărcarea maximă (factorul de încărcare LF=100%), conform manualului producătorului echipamentului, [m<sup>3</sup>/h];
- $LF_{med}$  – media aritmetică a înregistrărilor orare ale factorului de încărcare, monitorizat pe interfața HMI a sistemului de automatizare al stației mobile de comprimare, [%];
- $t$  – timpul de funcționare al stației mobile de comprimare, [h].

(6) Conversia volumului de gaze naturale, prevăzut la alin. (5), în unități de energie se realizează aplicând formula prevăzută la alin. (3) și înlocuind  $V_S$  cu  $V_{Sm}$ .



(7) În cazul sistemelor/mijloacelor de măsurare a gazelor naturale la care înregistrarea volumelor nu se face pe baza indexurilor, volumul  $V_S$  se determină ca sumă a volumelor zilnice înregistrate.

**Art. 6.** - (1) Volumul de gaze naturale, în condiții standard, necesar încălzirii gazelor naturale și a incintelor tehnologice, precum și cel necesar funcționării grupurilor generatoare de curent electric se determină prin intermediul sistemelor/mijloacelor de măsurare amplasate în SRM/SM/NT/SCV/SC, după caz, și se calculează de OTS cu formula:

$$V_I = V_{incSA} - V_{SA}$$

unde:

- $V_I$  – volumul de gaze naturale utilizat drept combustibil pentru încălzirea gazelor naturale și a incintelor tehnologice, precum și pentru funcționarea grupurilor generatoare de curent electric, [ $m^3$ ];
- $V_{incSA}$  – volumul de gaze naturale utilizat drept combustibil pentru încălzirea gazelor naturale, a incintelor tehnologice și a spațiilor administrative, precum și pentru funcționarea grupurilor generatoare de curent electric, măsurat cu un sistem/mijloc de măsurare, [ $m^3$ ];
- $V_{SA}$  – volumul de gaze naturale utilizat drept combustibil pentru încălzirea spațiilor administrative, măsurat cu un sistem/mijloc de măsurare, [ $m^3$ ].

(2) În situațiile în care volumul de gaze naturale, în condiții standard, utilizat drept combustibil pentru încălzirea spațiilor administrative ( $V_{SA}$ ) nu este măsurat cu un sistem/mijloc de măsurare, acesta se calculează de OTS în funcție de volumul spațiului administrativ încălzit, cu formula:

$$V_{SA} = (V_{incSA} - V_{incgn} - V_{gen}) \times \frac{Vol_{SA}}{Vol_{tot}}$$

unde:

- $V_{incSA}$  – volumul de gaze naturale utilizat drept combustibil pentru încălzirea gazelor naturale, a incintelor tehnologice și a spațiilor administrative, precum și pentru funcționarea grupurilor generatoare de curent electric, măsurat cu un sistem/mijloc de măsurare, [ $m^3$ ];
- $V_{incgn}$  – volumul de gaze naturale utilizat drept combustibil pentru încălzirea gazelor naturale, [ $m^3$ ];
- $V_{gen}$  – volumul de gaze naturale utilizat drept combustibil pentru funcționarea grupurilor generatoare de curent electric, măsurat cu un sistem/mijloc de măsurare, [ $m^3$ ];
- $Vol_{SA}$  – volumul spațiului administrativ încălzit, [ $m^3$ ];
- $Vol_{tot}$  – volumul spațiului total încălzit (volumul incintelor tehnologice încălzite și a spațiilor administrative încălzite), [ $m^3$ ].

(3) Pentru situația prevăzută la alin. (2), volumul de gaze naturale, în condiții standard, utilizat drept combustibil pentru încălzirea gazelor naturale se calculează de OTS cu formula:

$$V_{incgn} = Q_C \times t$$

unde:

- $V_{incgn}$  – volumul de gaze naturale utilizat drept combustibil pentru încălzirea gazelor naturale, [m<sup>3</sup>];
- $Q_c$  – debitul de gaze naturale consumat pentru încălzirea gazelor naturale vehiculate, [m<sup>3</sup>/h];
- $t$  – timpul funcționării încălzitorului de gaze naturale, [h].

(4) Debitul de gaze naturale prevăzut la alin. (3) se calculează de OTS cu formula:

$$Q_c = \frac{W_2}{\eta_2 \times PCI}$$

unde:

- $W_2$  – energia termică cedată de gazele naturale prin ardere, [kJ/h]; aceasta este egală cu energia termică necesară încălzirii gazelor naturale de la o temperatură la alta, respectiv  $W_2 = W_1$ ;
- $\eta_2$  – randamentul centralei termice dat de producătorul echipamentului;
- $PCI$  – puterea calorifică inferioară a gazelor naturale destinate arderii; aceasta se preia din buletinul de analiză cromatografică emis pentru punctul de prelevare cel mai apropiat și cu data prelevării cea mai apropiată de data citirii contoarelor, [kJ/m<sup>3</sup>].

(5) Energia termică necesară încălzirii gazelor naturale de la o temperatură la alta, prevăzută la alin. (4), se calculează de OTS cu formula:

$$W_1 = \frac{Q_1 \times [(p_1 - p_2) \times J + (T_2 - T_1)] \times \rho_s \times c_p}{\eta_1}$$

unde:

- $W_1$  – energia termică necesară încălzirii gazelor naturale până la o temperatură superioară, cu cel puțin 2°C peste valoarea de 0°C după ultimul element de laminare, [kJ/h];
- $Q_1$  – debitul de gaze naturale, [m<sup>3</sup>/h];
- $p_1$  – presiunea gazelor naturale la intrare în SRM, [bar];
- $p_2$  – presiunea gazelor naturale la ieșirea din SRM, [bar];
- $J$  – coeficientul de detentă Joule-Thomson; se ia în considerare  $J=0,5$ , [K/bar];
- $T_1$  – temperatura gazelor naturale la intrarea în SRM, [K];
- $T_2$  – temperatura impusă a gazelor naturale la ieșirea din SRM, [K];  $t_2 = (2 \div 5)^\circ\text{C}$ ;
- $\rho_s$  – densitatea gazelor naturale destinate încălzirii, în condiții standard; aceasta se preia din buletinul de analiză cromatografică emis pentru punctul de prelevare cel mai apropiat și cu data prelevării cea mai apropiată de data citirii contoarelor, [kg/m<sup>3</sup>];
- $c_p$  – căldura specifică izobară a gazelor naturale destinate încălzirii, [kJ/kgK];
- $\eta_1$  – randamentul schimbătorului de căldură; pentru schimbător apă – gaz în contracurent se ia în considerare  $\eta_1=0,85$ .

(6) Debitul de gaze naturale, prevăzut la alin. (5), se calculează de OTS cu formula:

$$Q_1 = \frac{Q}{t}$$

unde:

- $Q$  – debitul total de gaze naturale vehiculat destinat încălzirii, [m<sup>3</sup>];
- $t$  – timpul funcționării încălzitorului de gaze naturale, [h].

(7) Căldura specifică izobară a gazelor naturale destinate încălzirii, prevăzută la alin. (5), se calculează de OTS ca medie ponderată a căldurilor specifice izobare ale componentelor amestecului de gaze, folosind formula:

$$c_p = \sum_{i=1}^n y_i \times c_{pi}$$

unde:

- $y_i$  – fracția molară a fiecărui component din amestecul de gaze; aceasta se preia din buletinul de analiză cromatografică emis pentru punctul de prelevare cel mai apropiat și cu data prelevării cea mai apropiată de data citirii contoarelor;
- $c_{pi}$  – căldura specifică izobară a fiecărui component din amestecul de gaze, [J/kgK].

(8) Căldura specifică izobară a fiecărui component din amestecul de gaze, prevăzută la alin. (7), se calculează de OTS cu formula:

$$c_{pi} = R \times [a_{ki} + b_{ki} \times (T - 273,15) + c_{ki} \times (T - 273,15)^2]$$

unde:

- $R$  – constanta universală a gazului, [J/kgK]; aceasta se calculează cu formulele prevăzute la art. 9 alin. (1);
- $a_{ki}, b_{ki}, c_{ki}$  – constante specifice fiecărui component al amestecului de gaze naturale; valorile constantelor sunt prezentate în tabelul nr. 4 din anexa nr. 1;
- $T$  – temperatura gazelor naturale; aceasta se preia din buletinul de analiză cromatografică emis pentru zona de calitate aferentă sursei din care provin gazele naturale utilizate pentru încălzirea gazelor și cu data prelevării cea mai apropiată de data citirii sistemelor/mijloacelor de măsurare a gazelor naturale, [K].

(9) Volumul  $V_{SA}$  prevăzut la alin. (1) este consumul energetic declarat de OTS.

(10) În situația în care funcționează mai multe instalații de încălzire a gazelor naturale în aceeași lună, OTS raportează toate volumele de gaze naturale calculate în conformitate cu prevederile alin. (1).

(11) OTS înregistrează informațiile care au stat la baza calculării volumelor de gaze naturale prevăzute la alin. (1), în conformitate cu tabelul nr. 3 din anexa nr. 1.

(12) Conversia volumului de gaze naturale, prevăzut la alin. (1), în unități de energie se realizează folosind formula prevăzută la art. 5 alin. (3) și luând în considerare puterea calorifică superioară, din data citirii sistemelor/mijloacelor de măsurare a gazelor naturale:

- a) aferentă zonei de calitate în care este amplasată SRM/SM;
- b) din zona de calitate aferentă sursei din care provin gazele naturale care alimentează NT/SCV/SC.

#### **Capitolul IV. - Calculul consumului tehnologic nedeterminat din sistemul de transport al gazelor naturale - UFG**

**Art. 7. -** (1) Consumul tehnologic nedeterminat - *UFG* se calculează de OTS, ținând cont de prevederile *Codului Rețelei*, utilizând formula:

$$UFG = CST - CT_{m/d} - EX CT$$

unde:

- a) *UFG* – cantitatea de gaze naturale aferent consumului tehnologic nedeterminat din ST, precum și a incertitudinilor/abaterilor/erorilor determinării mărimilor măsurate și calculate din ecuația de echilibrare fizică a ST;
- b) *CST* - cantitatea de gaze naturale aferentă consumului realizat în ST;
- c) *CT<sub>m/d</sub>* – cantitatea de gaze naturale aferentă consumului tehnologic măsurat/determinat;
- d) *EX CT* – cantitatea de gaze naturale care nu se încadrează în categoria consumului tehnologic din ST.

(2) *CT<sub>m/d</sub>*, prevăzut la alin. (1) lit. c), se calculează de OTS conform prevederilor art. 2 alin. (3).

(3) *EX CT*, prevăzut la alin. (1) lit. d), se calculează de OTS în conformitate cu prevederile art. 2 alin.

(5).

**Art. 8. -** (1) *CST* prevăzut la art. 7 alin. (1) lit. b) se calculează de OTS, ținând cont de prevederile *Codului Rețelei*, utilizând formula:

$$CST = (PROD + IMP + DEP^{EXTR}) - (IEȘ + DEP^{INJ} + EXP) - \Delta Lp$$

unde:

- a) *PROD* – cantitatea de gaze naturale predată în ST prin punctele de intrare din perimetrele de producție;
- b) *IMP* – cantitatea de gaze naturale predată în ST (import) prin punctele de interconectare transfrontalieră;
- c) *DEP<sup>EXTR</sup>* – cantitatea de gaze naturale extrasă din depozitele de înmagazinare și predată în ST;

- d)  $IE\mathcal{S}$  – cantitatea de gaze naturale predată din ST prin toate punctele de ieșire, cu excepția celor aferente depozitelor de înmagazinare și punctelor de interconectare transfrontalieră;
- e)  $DEP^{INJ}$  – cantitatea de gaze naturale predată din ST în depozitele de înmagazinare subterană;
- f)  $EXP$  – cantitatea de gaze naturale predată din ST (export) prin punctele de interconectare transfrontalieră;
- g)  $\Delta Lp$  – variația cantității de gaze naturale existente în conductele componente ale ST.
- (2)  $PROD$ , prevăzut la alin. (1) lit. a), se determină de producător prin intermediul sistemelor/mijloacelor de măsurare de la punctele de intrare în ST din perimetrele de producție gaze naturale.
- (3)  $IMP$ , prevăzut la alin. (1) lit. b), se determină, după caz, de OTS sau operatorul adiacent prin intermediul sistemelor/mijloacelor de măsurare de la punctele de intrare în ST din import, prin punctele de interconectare transfrontalieră.
- (4)  $DEP^{EXTR}$ , prevăzut la alin. (2) lit. c), se determină, după caz, de OTS sau de operatorul adiacent prin intermediul sistemelor/mijloacelor de măsurare de la punctele de intrare în ST din depozitele de înmagazinare gaze naturale.
- (5)  $IE\mathcal{S}$ , prevăzut la alin. (1) lit. d), se determină de OTS prin intermediul sistemelor/mijloacelor de măsurare de la punctele de predare din ST prin toate punctele de ieșire, cu excepția celor aferente depozitelor de înmagazinare și punctelor de interconectare transfrontalieră.
- (6)  $DEP^{INJ}$ , prevăzut la alin. (1) lit. e), se determină, după caz, de OTS sau operatorul adiacent, prin intermediul sistemelor/mijloacelor de măsurare de la punctele de predare din ST în depozitele de înmagazinare gaze naturale.
- (7)  $EXP$ , prevăzut la alin. (1) lit. f), se determină de OTS sau operatorul adiacent prin intermediul sistemelor/mijloacelor de măsurare de la punctele de predare din ST prin punctele de interconectare transfrontalieră.
- (8)  $\Delta Lp$ , prevăzut la alin. (1) lit. g), se determină de OTS prin diferența volumelor de gaze naturale existente în ST de la sfârșitul și de la începutul perioadei de livrare.

## **Capitolul V. - Calculul cantităților de gaze naturale care nu se încadrează în categoria de consum tehnologic din sistemul de transport al gazelor naturale**

**Art. 9. -** (1) Volumul de gaze naturale, în condiții standard, necesar umplerii sistemului de transport ca urmare a reparării, reabilitării și/sau dezvoltării acestuia, prevăzut la art. 85 alin. (3) paragr. A pct. (v) subpct. 3) lit. b) sau c) din *Codul rețelei*, se calculează, dacă este cazul, de OTS cu formulele:

$$V_U = \frac{M}{\rho_s},$$

$$M = (V_c + V_{as} + V_{echip}) \times \rho,$$

$$\rho = \frac{p+p_a}{Z \times R \times T},$$

$$R = \frac{8314,2}{M_m},$$

$$M_m = 22,414 \times \rho_N,$$

$$V_c = \frac{\pi}{4} \times D^2 \times L,$$

$$T_c = \sum_{i=1}^n y_i \times T_{ci}; \quad p_c = \sum_{i=1}^n y_i \times p_{ci},$$

$$T_r = \frac{T}{T_c},$$

$$p_r = \frac{p}{p_c},$$

$$Z = 1 + 0,257 \times p_r - 0,533 \times \frac{p_r}{T_r},$$

unde:

- $V_U$  – volumul de gaze naturale, în condiții standard, necesar umplerii sistemului de transport în vederea reparării, reabilitării și/sau dezvoltării acestuia, [m<sup>3</sup>];
- $M$  – masa de gaze naturale, [kg];
- $\rho_s$  – densitatea gazelor naturale în condiții standard; se preia din buletinul de analiză cromatografică emis pentru punctul de prelevare cel mai apropiat de zona lucrării, cu data prelevării cea mai apropiată de data finalizării lucrării, [kg/m<sup>3</sup>];
- $\rho_N$  – densitatea gazelor naturale în condiții normale; se preia din buletinul de analiză cromatografică emis pentru punctul de prelevare cel mai apropiat de zona lucrării, cu data prelevării cea mai apropiată de data finalizării lucrării, [kg/m<sup>3</sup>];
- $\rho$  – densitatea gazelor naturale în condiții de lucru, [kg/m<sup>3</sup>];
- $V_c$  – volumul conductei de transport al gazelor naturale, [m<sup>3</sup>];
- $V_{as}$  – volumul dopului de amestec aer și gaze naturale, [m<sup>3</sup>];
- $Z$  – factorul de compresibilitate;
- $R$  – constanta universală a gazului, [J/kgK];
- $T_c$  – temperatura critică a gazelor naturale, [K];
- $T_{ci}$  – temperatura critică a componentilor, conform tabelului nr. 1 din anexa nr. 2, [K];
- $T_r$  – factor de temperatură;
- $T$  – temperatura gazelor naturale în condiții de lucru, [K];
- $D$  – diametrul interior al conductei de transport al gazelor naturale, [m];
- $L$  – lungimea conductei de transport al gazelor naturale, [m];
- $M_m$  – masa molară, [kg/kmol];
- $V_{echip}$  – volumul echipamentelor montate pe tronsonul de conductă, dacă este cazul; se ia în considerare volumul înscris în fișa tehnică sau pe placa de timbru;

- $p$  – presiunea gazelor naturale din tronsonul de conductă supus reparației/reabilitării, la momentul la care se începe refularea gazelor naturale din respectivul tronson, în vederea golirii și efectuării reparației; în cazul lucrărilor de dezvoltare în care sunt umplute tronsoane noi de conductă, presiunea utilizată în formulele de calcul este presiunea gazelor naturale în condiții de lucru, [Pa];
- $p_a$  – presiunea atmosferică,  $p_a = 101325$  Pa;
- $p_c$  – presiunea critică a gazelor naturale, [Pa];
- $p_{ci}$  – presiunea critică a componentilor, conform tabelului nr. 1 din anexa nr. 2, [Pa];
- $p_r$  – factor de presiune;
- $y_i$  – fracția molară; aceasta se preia din buletinul de analiză cromatografică emis pentru punctul de prelevare cel mai apropiat de zona lucrării, cu data prelevării cea mai apropiată de data finalizării lucrării.

(2) Prin umplerea cu gaze naturale a unui obiectiv din cadrul ST se formează un amestec de aer și gaze naturale care este refulat în atmosferă; volumul dopului de amestec  $V_{as}$  se calculează cu formula:

$$V_{as} = V_c \times \frac{4 \times Y(C_a)}{\sqrt{P_e}}$$

unde:

- $Y(C_a)$  – mărime adimensională în funcție de concentrația aerului din amestecul gaze – aer (fracție zecimală) și se calculează cu formula:

$$Y(C_a) = a + b \times C_a^{2,5} + c \times C_a^{0,5} + d \times \ln(C_a)$$

- $C_a = 0,05$ ;
- $a = 0,82503953$ ;
- $b = -0,55284456$ ;
- $c = -1,2290809$ ;
- $d = -0,20472295$ ;
- $P_e$  – criteriul Peclet

$$P_e = \frac{L}{0,2814 \times D}$$

(3) În situația prevăzută la alin. (1), temperatura gazelor naturale în condiții de lucru/operare (T) este indicată de traductorul de temperatură amplasat cel mai aproape de zona unde este situat obiectivul, pe direcția de curgere dinspre care se realizează umplerea tronsonului de conductă.

(4) În situația în care sunt supuse umplerii mai multe conducte de transport al gazelor naturale în aceeași lună, OTS raportează toate volumele de gaze naturale calculate în conformitate cu prevederile alin. (1).

(5) OTS înregistrează informațiile care au stat la baza calculării volumelor de gaze naturale prevăzute la alin. (1), în conformitate cu tabelul nr. 2 din anexa nr. 2.

(6) Conversia volumului de gaze naturale, prevăzut la alin. (1), în unități de energie se realizează folosind formula prevăzută la art. 5 alin. (3) și luând în considerare puterea calorifică superioară aferentă zonei de calitate unde are loc umplerea sau, după caz, puterea calorifică a zonei de calitate aferente sursei din care provin gazele naturale utilizate la umplere; în ambele cazuri, puterea calorifică superioară corespunde datei la care se realizează umplerea.

(7) OTS înregistrează următoarele documente justificative care au stat la baza calculării volumelor de gaze naturale prevăzute la alin. (1):

- a) procesele-verbale de punere în funcțiune ale obiectivelor noi supuse umplerii;
- b) fișa tehnică a tronsonului de conductă din cadrul ST supus umplerii, întocmită în conformitate cu prevederile anexei 6 la *Norma de mentenanță*;
- c) fișa tehnică a elementelor de conductă de tip special supuse umplerii, după caz, întocmită în conformitate cu prevederile anexei 8 la *Norma de mentenanță*;
- d) fișa tehnică a stației de reglare măsurare/stației de măsurare/stației de comandă vane/nodului tehnologic, după caz, întocmită în conformitate cu prevederile anexei 6 la *Norma de mentenanță*;
- e) buletinul de analiză cromatografică a gazelor naturale aferent zonei de calitate unde are loc umplerea;
- f) ordinul de lucru/foaia de manevră întocmit/întocmită în conformitate cu prevederile anexei 22 la *Norma de mentenanță*.

**Art. 10.** - Volumul de gaze naturale, în condiții standard, pierdut de OTS, ca urmare a evacuării accidentale a gazelor naturale din ST din cauza accidentelor tehnice, a defectelor de coroziune sau de material, respectiv fisuri și ruperi, prevăzut la art. 85 alin. (3) paragr. A pct. (v) subpct. 3) lit. b), c), d) și g) din *Codul rețelei*, după caz, cuprinde:

- a) volumul de gaze naturale disipat în atmosferă prin defecte ale obiectivelor din cadrul ST, montate suprateran, estimat conform prevederilor art. 11;
- b) volumul de gaze naturale disipat în atmosferă prin defecte ale obiectivelor din cadrul ST, montate subteran, estimat conform prevederilor art. 12;
- c) volumul de gaze naturale disipat la ruperea conductei de transport al gazelor naturale, estimat conform prevederilor art. 13.

**Art. 11.** - (1) Volumul prevăzut la art. 10 lit. a), în condiții standard, se estimează, dacă este cazul, de OTS cu formula:

$$V_{suprateran} = \frac{m \times \tau_d}{\rho_s}$$

unde:

- $V_{suprateran}$  – volumul de gaze naturale disipat în atmosferă prin defecte ale obiectivelor din cadrul ST, montate suprateran, [m<sup>3</sup>];
- $m$  – debitul masic de gaze naturale, [kg/h];



- $\tau_d$  – timpul scurs de la momentul producerii defectului până la oprirea disipării de gaze naturale prin defect sau izolării tronsonului, [h];
- $\rho_s$  - densitatea gazelor naturale în condiții standard, [kg/m<sup>3</sup>]; se preia din buletinul de analiză cromatografică emis pentru punctul de prelevare cel mai apropiat de zona defectului, cu data prelevării cea mai apropiată de data remedierii defectului.

(2) Regimul de curgere necesar estimării volumului prevăzut la alin. (1) se determină cu formula:

$$\beta^* = \frac{p^*}{p} = \left( \frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}}$$

dacă:

- a) raportul  $\beta^* \geq \frac{p_a}{p}$ , regimul de curgere prin defect este critic;
- b) raportul  $\beta^* < \frac{p_a}{p}$ , regimul de curgere prin defect este subcritic,

unde:

- $p$  – presiunea de operare a gazelor naturale din conductă, [Pa];
- $p_a$  – presiunea atmosferică, [Pa],  $p_a=101325$  Pa;
- $k$  – exponent adiabatic,  $k = 1,32$ .

(3) Debitul masic de gaze naturale ( $m$ ) scurs prin defect este dependent de regimul de curgere:

- a) pentru regimul de curgere critic se utilizează formula:

$$m = c_d \times A \times \rho^* \times w^* \times 3600,$$

unde:

- $c_d$  - coeficientul de debit;  $c_d = 0,82$ ;
- $A$  – aria defectului, [m<sup>2</sup>];
- $\rho^*$  – densitatea critică a gazelor naturale, [kg/m<sup>3</sup>]; se calculează conform prevederilor alin. (5) lit. c);

- $w^*$  – viteza critică a gazelor naturale, [m/s]; se calculează conform prevederilor alin. (5) lit. d);

- b) pentru regimul de curgere subcritic se utilizează formula:

$$m = c_d \times A \times \rho_d \times w_d \times 3600$$

unde:

- $c_d$  - coeficientul de debit;  $c_d = 0,85$ ;
- $\rho_d$  – densitatea gazelor naturale în zona defectului, [kg/m<sup>3</sup>]; se calculează conform prevederilor alin. (6) lit. b);
- $w_d$  – viteza gazelor naturale în zona defectului, [m/s]; se calculează conform prevederilor alin. (6) lit. c).

(4) În cazul defectelor cu forme geometrice neregulate, pentru calculul lui  $A$  se recomandă folosirea formulei lui Simpson prezentată în figura nr. 1.

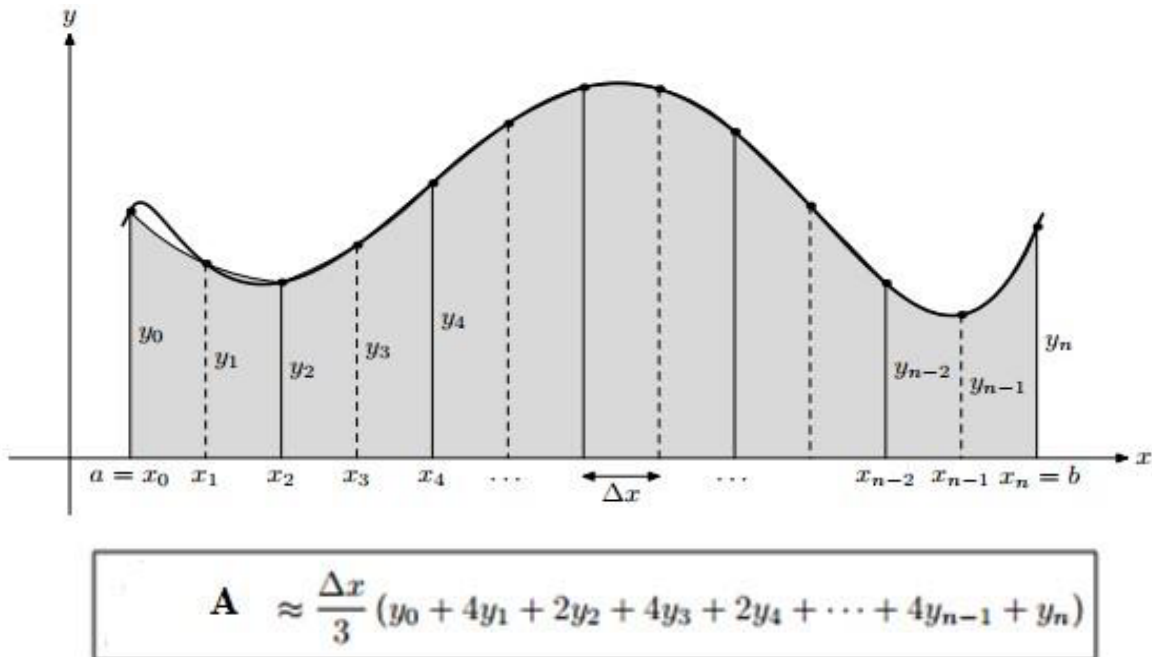


Figura nr. 1

unde  $n$  este număr par.

(5) În cazul regimului de curgere critic, viteza maximă a gazelor naturale prin defectul suprateran poate fi egală cu viteza sunetului, iar parametrii gazelor naturale în zona defectului sunt egali cu parametrii critici și se determină cu relațiile:

- a)  $p^*$  - presiunea critică:  $p^* = p \times \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}}$ ;
- b)  $T^*$  - temperatura critică:  $T^* = T \times \frac{2}{k+1}$ ;
- c)  $\rho^*$  - densitate critică:  $\rho^* = \rho \times \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{1}{k-1}}$ ,  $\rho = \frac{p+p_a}{Z \times R \times T}$ ;
- d)  $w^*$  - viteza critică:  $w^* = \sqrt{k \times R \times T^*}$ ;

unde:

- $p^*$  – presiunea critică a gazelor naturale, [Pa];
- $T^*$  – temperatura critică a gazelor naturale, [K];
- $\rho$  – densitatea gazelor naturale în condiții de lucru, [kg/m<sup>3</sup>];
- $T$  – temperatura gazelor naturale în condiții de lucru, [K];
- $R$  – constanta universală a gazului, [J/kgK];
- $Z$  – factor de compresibilitate;
- $k$  – exponent adiabatic,  $k = 1,32$ ;
- $p_a$  – presiunea atmosferică, [Pa],  $p_a = 101325$  Pa;
- $p$  – presiunea de operare a gazelor naturale din conductă, [Pa].

(6) În cazul regimului de curgere subcritic, destinderea gazelor naturale din conductă se realizează până la presiunea atmosferică, iar parametrii gazelor naturale în zona defectului se determină cu relațiile:

- a)  $T_d$  - temperatura gazelor naturale în zona defectului, [K]:  $T_d = T \times \left(\frac{p_a}{p+p_a}\right)^{\frac{k-1}{k}}$ ;
- b)  $\rho_d$  - densitatea gazelor naturale în zona defectului, [kg/m<sup>3</sup>]:  $\rho_d = \frac{p_a}{Z \times R \times T_d}$ ;
- c)  $w_d$  - viteza gazelor naturale în zona defectului, [m/s]:

$$w_d = \sqrt{2 \times \frac{k}{k-1} \times R \times T_d \times \left[1 - \left(\frac{p_a}{p+p_a}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right]}$$

unde:

- $k$  – exponent adiabatic,  $k = 1,32$ ;
- $R$  – constanta universală a gazului, [J/kgK];
- $p_a$  – presiunea atmosferică, [Pa],  $p_a = 101325$  Pa;
- $p$  – presiunea de operare a gazelor naturale din conductă, [Pa];
- $T$  – temperatura gazelor naturale în condiții de lucru, [K];
- $Z$  – factorul de compresibilitate.

(7) În situațiile prevăzute la alin. (5) și (6), temperatura gazelor naturale în condiții de lucru/operare ( $T$ ) se stabilește în funcție de temperatura gazelor naturale măsurată în ST, în punctul cel mai apropiat de locul producerii incidentului.

(8) În situația în care sunt înregistrate, în aceeași lună, mai multe defecte ale obiectivelor din cadrul ST, montate suprateran, OTS raportează toate volumele de gaze naturale estimate în conformitate cu prevederile alin. (1).

(9) OTS înregistrează informațiile care au stat la baza estimării volumelor de gaze naturale prevăzute la alin. (1), în conformitate cu anexa nr. 3.

(10) Conversia volumului de gaze naturale prevăzut la alin. (1) în unități de energie se realizează folosind formula prevăzută la art. 5 alin. (3) și luând în considerare puterea calorifică superioară aferentă zonei de calitate în care este depistat defectul sau, după caz, puterea calorifică superioară a zonei de calitate aferente sursei din care provin gazele naturale vehiculate prin obiectivul din cadrul ST, montat suprateran, în care este depistat defectul.

(11) OTS înregistrează următoarele documente justificative care au stat la baza estimării volumelor de gaze naturale prevăzute la alin. (1):

- a) fișa de expertizare și remediere a anomaliilor/de rezolvare a incidentelor, întocmită în conformitate cu prevederile anexei 19 la *Norma de mentenanță*;
- b) fișa tehnică a tronsonului de conductă din cadrul ST unde a fost depistat defectul, întocmită în conformitate cu prevederile anexei 6 la *Norma de mentenanță*;

- c) buletinul de analiză cromatografică a gazelor naturale aferent zonei de calitate unde este depistat defectul;
- d) ordinul de lucru/foaia de manevră, întocmit/întocmită în conformitate cu prevederile anexei 22 la *Norma de mentenanță*.

**Art. 12.** - (1) Volumul prevăzut la art. 10 lit. b), în condiții standard,  $V_{subteran}$ , se stabilește, dacă este cazul, de OTS conform prevederilor art. 11 alin. (1) – (6) având în vedere că presiunea în zona defectului, [Pa], se calculează cu formula:

$$p_d = p + p_e$$

unde:

- $p_d$  - presiunea în zona defectului, [Pa];
- $p_e$  - presiunea din exteriorul defectului, [Pa]; se calculează cu formula:

$$p_e = p_a + \rho_{apa} \times g \times h$$

- $p_a$  - presiunea atmosferică, [Pa],  $p_a=101325$  Pa;
- $p$  - presiunea gazelor naturale din conductă în condiții de lucru, [Pa];
- $\rho_{apa}$  - densitatea apei, [kg/m<sup>3</sup>];
- $g$  - accelerația gravitațională, [m/s<sup>2</sup>];
- $h$  - adâncimea de montare a conductei de transport al gazelor naturale, măsurată de la generatoarea superioară, [m];
- $p_{apa}$  - presiunea coloanei de apă, [Pa]; se calculează cu formula:  $p_{apa} = \rho_{apa} \times g \times h$ .

(2) Temperatura gazelor naturale în condiții de lucru/operare (T) luată în calcul la estimarea volumului de gaze naturale prevăzut la art. 10 lit. b) este egală cu media aritmetică a temperaturilor indicate de traductoarele de temperatură din ST amplasate în zona cea mai apropiată de locul unde a fost depistat defectul.

(3) În situația în care sunt înregistrate mai multe defecte ale obiectivelor din cadrul ST, montate subteran, în aceeași lună, OTS raportează toate volumele de gaze naturale estimate în conformitate cu prevederile alin. (1).

(4) OTS înregistrează informațiile care au stat la baza estimării volumelor de gaze naturale prevăzute la alin. (1), în conformitate cu anexa nr. 4.

(5) Conversia volumului de gaze naturale prevăzut la alin. (1) în unități de energie se realizează folosind formula prevăzută la art. 5 alin. (3) și luând în considerare puterea calorifică superioară aferentă zonei de calitate în care este depistat defectul sau, după caz, puterea calorifică superioară a zonei de calitate aferente sursei din care provin gazele naturale vehiculate prin obiectivul din cadrul ST, montat subteran, în care este depistat defectul.

(6) OTS înregistrează următoarele documente justificative care au stat la baza estimării volumelor de gaze naturale prevăzute la alin. (1):

- a) fișa de expertizare și remediere a anomaliilor/de rezolvare a incidentelor, întocmită în conformitate cu prevederile anexei 19 la *Norma de mentenanță*;
- b) fișa tehnică a tronsonului de conductă din cadrul ST unde a fost depistat defectul, întocmită în conformitate cu prevederile anexei 6 la *Norma de mentenanță*;
- c) buletinul de analiză cromatografică a gazelor naturale aferent zonei de calitate unde este depistat defectul;
- d) ordinul de lucru/foaia de manevră întocmit/întocmită în conformitate cu prevederile anexei 22 la *Norma de mentenanță*.

**Art. 13. -** (1) Ruperea conductei de transport gaze naturale, prevăzută la art. 10 lit. c), poate fi:

- a) totală transversală;
- b) parțială.

(2) Volumul de gaze naturale disipat la ruperea totală transversală a conductei prevăzută la alin. (1) lit. a), în condiții standard, se stabilește, dacă este cazul, de OTS cu formula:

$$V_{rt} = Q_S \times \tau_r$$

unde:

- $V_{rt}$  – volumul de gaze naturale disipat la ruperea totală transversală a conductei de transport al gazelor naturale, [m<sup>3</sup>];
- $\tau_r$  – timpul de evacuare al gazelor naturale din conductă, [h];
- $Q_S$  – debitul de gaze naturale scurs prin defect, în condiții standard, [m<sup>3</sup>/h].

(3) Volumul de gaze naturale disipat la ruperea parțială a conductei prevăzute la alin. (1) lit. b), se stabilește cu formula:

$$V_{rp} = \frac{m \times \tau_r}{\rho_s}$$

unde:

- $\tau_r$  – timpul de evacuare al gazelor naturale din conductă, [h];
- $\rho_s$  – densitatea gazelor naturale în condiții standard, [kg/m<sup>3</sup>]; se preia din buletinul de analiză cromatografică emis pentru punctul de prelevare cel mai apropiat de zona defectului, cu data prelevării cea mai apropiată de data remedierii defectului;
- $m$  – debitul masic de gaze naturale, [kg/h]; se determină în conformitate cu prevederile art. 11 alin. (3).

(4) Pentru situațiile prevăzute la alin. (2) și (3), în momentul producerii incidentului tehnic materializat prin ruperea totală transversală sau prin ruperea parțială a conductei, aceasta este considerată ca fiind dezgropată.

(5) În cazul ruperii parțiale a conductei, diametrul echivalent al defectului poate fi:

a) mai mare sau egal cu diametrul interior al conductei, respectiv  $D_e \geq D$ , caz în care, la estimarea volumului de gaze naturale, prevăzut la alin. (3), se ia în considerare diametrul interior al conductei, iar aria defectului este egală cu aria secțiunii transversale a conductei;

b) mai mic decât diametrul interior al conductei, respectiv  $D_e < D$ , caz în care, la estimarea volumului de gaze naturale, prevăzut la alin. (3), se ia în considerare diametrul echivalent al defectului, iar aria este egală cu cea a defectului.

(6) Debitul de gaze naturale scurs prin ruptură,  $Q_s$ , prevăzut la alin. (2), se calculează cu formula:

$$Q_s = Q_1 + Q_2$$

unde:

- $Q_s$  – debitul de gaze naturale scurs prin ruptură, în condiții standard, [ $\text{m}^3/\text{h}$ ];
- $Q_1$  – debitul de gaze naturale scurs prin ruptură, în condiții standard, aferent tronsonului de conductă  $X$ , cuprins între punctul în care a avut loc ruperea și punctul de măsurare aflat în amonte de rupere, prevăzut în figura nr. 2, [ $\text{m}^3/\text{h}$ ];
- $Q_2$  – debitul de gaze naturale scurs prin ruptură, în condiții standard, aferent tronsonului de conductă  $(L-X)$ , cuprins între punctul în care a avut loc ruperea și punctul de măsurare aflat în aval de rupere, prevăzut în figura nr. 2, [ $\text{m}^3/\text{h}$ ];
- $L$  – lungimea tronsonului de conductă afectat la rupere, cuprins între punctele de măsurare situate în amonte, respectiv în aval de ruptură, [m].

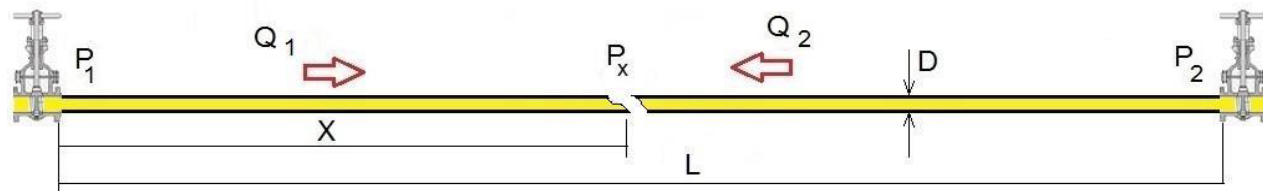


Figura nr. 2

(7) Debitul de gaze naturale, în condiții standard, se calculează cu formulele:

a) pentru tronsonul de conductă  $X$ :

$$Q_1 = 3600 \times \frac{Q_{m1}}{\rho_s}$$

unde:

- $Q_1$  – debitul de gaze naturale, aferent tronsonului de conductă  $X$ , [ $\text{m}^3/\text{s}$ ];
- $Q_{m1}$  – debitul masic de gaze naturale din ruptură, aferent tronsonului de conductă  $X$ , [ $\text{kg}/\text{s}$ ];
- $\rho_s$  – densitatea gazelor naturale, în condiții standard, [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ]; se preia din buletinul de analiză cromatografică emis pentru punctul de prelevare cel mai apropiat de zona defectului, cu data prelevării cea mai apropiată de data remedierii defectului.

b) pentru tronsonul de conductă  $L-X$ :

$$Q_2 = 3600 \times \frac{Q_{m2}}{\rho_s}$$

unde:

- $Q_2$  – debitul de gaze naturale, aferent tronsonului de conductă ( $L-X$ ), [ $m^3/s$ ];
- $Q_{m2}$  – debitul masic de gaze naturale din ruptură, aferent tronsonului de conductă ( $L-X$ ), [ $kg/s$ ];
- $\rho_s$  – densitatea gazelor naturale, în condiții standard, [ $kg/m^3$ ]; se preia din buletinul de analiză cromatografică emis pentru punctul de prelevare cel mai apropiat de zona defectului, cu data prelevării cea mai apropiată de data remedierii defectului.

(8) Debitul masic de gaze naturale se calculează cu formulele:

a) pentru tronsonul de conductă  $X$ :

$$Q_{m1} = \left( \frac{p_1^2 - p_{r1}^2}{K_{deb1}} \right)^{\frac{1}{n_1}}$$

unde:

- $Q_{m1}$  – debitul masic de gaze naturale din ruptură, aferent tronsonului de conductă  $X$ , [ $kg/s$ ];
- $p_1$  – presiunea gazelor naturale în punctul de măsurare aflat în amonte de ruptură, [ $bar$ ];
- $p_{r1}$  – presiunea de ieșire a gazelor naturale din tronsonul de conductă  $X$ , [ $bar$ ];
- $n_1$  – exponentul debitului, care se calculează cu formula:  $n_1 = 2 - b$ ;
- $b$  – coeficient;
- $K_{deb1}$  – modulul de debit, care se calculează cu formula:

$$K_{deb1} = \frac{16}{\pi^2} \times Z_1 \times R \times T_1 \times \frac{X}{D^5} \times a$$

unde:

- $Z_1$  – factorul de compresibilitate, care se calculează cu formula prevăzută la art. 9 alin. (1), utilizând parametrii tehnici ai gazelor naturale, respectiv presiunea și temperatura gazelor naturale din punctul de măsurare aflat în amonte de ruptură:  $p = p_1$  și  $T = T_1$ ;
- $R$  – constanta universală a gazului, [ $J/kgK$ ];
- $T_1$  – temperatura gazelor naturale, în condiții de lucru, [ $K$ ];
- $X$  – lungimea tronsonului de conductă, cuprins între punctul de măsurare situat în amonte de ruptură și punctul în care a avut loc ruperea, [ $m$ ];
- $D$  – diametrul interior al conductei de transport al gazelor naturale, [ $m$ ];
- $a$  – coeficient.

b) pentru tronsonul de conductă  $L-X$ :

$$Q_{m2} = \left( \frac{p_2^2 - p_{r2}^2}{K_{deb2}} \right)^{\frac{1}{n_2}}$$

unde:

- $Q_{m2}$  – debitul masic de gaze naturale din ruptură, aferent tronsonului de conductă ( $L-X$ ), [kg/s];
- $p_2$  – presiunea gazelor naturale în punctul de măsurare aflat în aval de ruptură, [bar];
- $p_{r2}$  – presiunea de ieșire a gazelor naturale din tronsonul de conductă  $L-X$ , [bar];
- $n_2$  - exponentul debitului, care se calculează cu formula:  $n_1 = 2 - b$ ;
- $b$  – coeficient;
- $K_{deb2}$  – modulul de debit, care se calculează cu formula:

$$K_{deb2} = \frac{16}{\pi^2} \times Z_2 \times R \times T_2 \times \frac{L - X}{D^5} \times a$$

unde:

- $Z_2$  – factorul de compresibilitate, care se calculează cu formula prevăzută la art. 9 alin. (1), utilizând parametrii tehnici ai gazelor naturale, respectiv presiunea și temperatura gazelor naturale din punctul de măsurare aflat în aval de ruptură:  $p = p_2$  și  $T = T_2$ ;
- $R$  – constanta universală a gazului, [J/kgK];
- $T_2$  – temperatura gazelor naturale, în condiții de lucru, [K];
- $X$  – lungimea tronsonului de conductă, cuprins între punctul de măsurare situat în amonte de ruptură și punctul în care a avut loc ruperea, [m];
- $L$  – lungimea tronsonului de conductă afectat la rupere, cuprins între punctele de măsurare situate în amonte, respectiv în aval de ruptură, [m];
- $D$  – diametrul interior al conductei de transport al gazelor naturale, [m];
- $a$  – coeficient.

c) coeficienții  $a$  și  $b$  prevăzuți la lit. a) și b) se determină în funcție de viteza gazelor naturale.

(9) Regimurile de curgere a gazelor naturale prin ruptură se calculează cu formulele:

a) pentru tronsonul de conductă  $X$ :

$$\beta_1^* = \frac{p^*}{p_1} = \left( \frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}}$$

dacă:

- (i) raportul  $\beta_1^* \geq \frac{p_a}{p_1}$ , regimul de curgere prin ruptură este critic;
- (ii) raportul  $\beta_1^* < \frac{p_a}{p_1}$ , regimul de curgere prin ruptură este subcritic,

unde:

- $p^*$  – presiunea critică a gazelor naturale, [Pa];
- $p_1$  – presiunea gazelor naturale în punctul de măsurare aflat în amonte de ruptură, [Pa];
- $p_{min}$  – presiunea minimă a gazelor naturale în ruptură, [Pa], care se calculează cu formula:

$$p_{min} = p_a + 0,1 \times p_a$$

- $p_a$  – presiunea atmosferică, [Pa];  $p_a=101325$  Pa;



- $k$  – exponentul adiabatic, care se calculează cu formula:

$$k = \frac{c_p}{c_p - Z \times R}$$

unde:

- $c_p$  – căldura specifică izobară, care se calculează ca medie ponderată a căldurilor specifice izobare ale componentelor gazelor naturale folosind formulele prevăzute la art. 6 alin. (7) și alin. (8);
- $Z$  – factorul de compresibilitate;
- $R$  – constanta universală a gazului, [J/kgK].

- b) pentru tronsonul de conductă  $L-X$ :

$$\beta_2^* = \frac{p^*}{p_2} = \left( \frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}}$$

dacă:

- (i) raportul  $\beta_2^* \geq \frac{p_a}{p_2}$ , regimul de curgere prin ruptură este critic;
- (ii) raportul  $\beta_2^* < \frac{p_a}{p_2}$ , regimul de curgere prin ruptură este subcritic, unde:
- $p^*$  – presiunea critică a gazelor naturale, [Pa];
  - $p_2$  – presiunea gazelor naturale în punctul de măsurare aflat în aval de ruptură, [Pa];
  - $p_{min}$  – presiunea minimă a gazelor naturale în ruptură, [Pa], care se calculează cu formula:

$$p_{min} = p_a + 0,1 \times p_a$$

- $p_a$  - presiunea atmosferică,  $p_a=101325$  Pa;
- $k$  – exponentul adiabatic, care se calculează cu formula:

$$k = \frac{c_p}{c_p - Z \times R}$$

unde:

- $c_p$  – căldura specifică izobară, care se calculează ca medie ponderată a căldurilor specifice izobare ale componentelor gazelor naturale folosind formulele prevăzute la art. 6 alin. (5) și alin. (7);

(10) Presiunile de ieșire a gazelor naturale în ruptură se calculează cu formulele:

- a) pentru tronsonul de conductă  $X$ :
- (i) pentru regim de curgere critic:  $p_{r1} = p_1 \times \beta_1^*$ , [bar];
- (ii) pentru regim de curgere subcritic:  $p_{r1} = p_a$ , [bar];
- b) pentru tronsonul de conductă  $L-X$ :
- (i) pentru regim de curgere critic:  $p_{r2} = p_2 \times \beta_2^*$ , [bar];
- (ii) pentru regim de curgere subcritic:  $p_{r2} = p_a$ , [bar].

(11) Diametrul echivalent al defectului se calculează cu formula:

$$D_e = 2 \times \sqrt{\frac{A}{\pi}},$$

unde:

- $D_e$  - diametrul echivalent al defectului, [m];
- $A$  – aria defectului, [m<sup>2</sup>].

(12) Timpul de evacuare al gazelor naturale din conductă, prevăzut la alin. (2) și (3), este egal cu timpul scurs de la momentul producerii incidentului tehnic și până la oprirea disipărilor de gaze naturale prin defect sau până la izolarea tronsonului, după caz, dar nu mai mult de 24 ore.

(13) În situația în care sunt înregistrate mai multe incidente tehnice în ST, în aceeași lună, OTS raportează toate volumele de gaze naturale calculate în conformitate cu prevederile alin. (1).

(14) OTS înregistrează informațiile care au stat la baza estimării volumelor de gaze naturale prevăzute la alin (2) și (3) în conformitate cu tabelele nr. 1 și nr. 2 din anexa nr. 5.

(15) Conversia volumelor de gaze naturale, prevăzute la alin. (2) și (3), în unități de energie se realizează folosind formula prevăzută la art. 5 alin. (3) și luând în considerare puterea calorifică superioară aferentă zonei de calitate în care este depistată ruperea sau, după caz, puterea calorifică a zonei de calitate aferente sursei din care provin gazele naturale vehiculate prin conducta în care este depistată ruperea.

(16) OTS înregistrează următoarele documente justificative care au stat la baza estimării volumelor de gaze naturale prevăzute la alin. (2) și (3):

- a) fișa de expertizare și remediere a anomaliilor/de rezolvare a incidentelor, întocmită în conformitate cu prevederile anexei 19 la *Norma de mentenanță*;
- b) fișa tehnică a tronsonului de conductă din cadrul ST unde a fost depistat defectul, întocmită în conformitate cu prevederile anexei 6 la *Norma de mentenanță*;
- c) buletinul de analiză cromatografică a gazelor naturale aferent zonei de calitate unde este depistat defectul;
- d) ordinul de lucru/foaia de manevră întocmit/întocmită în conformitate cu prevederile anexei 22 la *Norma de mentenanță*.

**Art. 14. -** Volumele de gaze naturale prevăzute la art. 9 și art. 10 și pentru care OTS a recuperat prejudiciul sunt raportate către ANRE, la termenele prevăzute la art. 15 alin (2), prin includerea lor în anexa nr. 6, tabelul nr. 3, coloanele 3 și 4, în vederea eliminării lor din cadrul consumului tehnologic luat în considerare la stabilirea tarifelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale.

## **Capitolul VI. - Raportări**

**Art. 15. -** (1) Informațiile privind consumul tehnologic din ST se transmit la ANRE și sunt certificate prin semnătură de reprezentantul legal al OTS sau de împuternicitul acestuia.

(2) OTS are obligația de a transmite la ANRE, pe adresa de email anre@anre.ro, în format electronic editabil, consumul tehnologic din ST prevăzut la alin. (1), până în data de:

- a) 20 octombrie a anului în curs pentru anul gazier precedent;
- b) 20 aprilie a anului în curs pentru lunile octombrie, noiembrie, decembrie din anul precedent, respectiv pentru lunile ianuarie, februarie, martie din anul în curs.

**Art. 16. -** Raportarea prevăzută la art. 15 alin. (2) cuprinde următoarele:

- a) situația consumului tehnologic din sistemului de transport al gazelor naturale, prevăzut la art. 2 alin. (2), conform tabelului nr. 1 din anexa nr. 6;
- b) situația consumului tehnologic nedeterminat - *UFG* din sistemul de transport al gazelor naturale, prevăzut la art. 2 alin. (4), conform tabelului nr. 2 din anexa nr. 6;
- c) situația cantităților de gaze naturale care nu se încadrează în consumul tehnologic, prevăzute la art. 2 alin. (5), conform tabelului nr. 3 din anexa nr. 6;
- d) detalierea obligațiilor OTS prevăzute la art. 21 alin. (3).

**Art. 17. -** În situația în care datele prevăzute la art. 15 alin. (2) sunt declarate zile libere sau zile nelucrătoare, obligația se consideră îndeplinită dacă informațiile se transmit de OTS în prima zi lucrătoare.

**Art. 18. -** (1) ANRE nu ia în considerare cantitățile de gaze naturale aferente consumului tehnologic din ST, transmise de OTS, în situațiile în care datele și informațiile introduse, în anexa nr. 6:

- a) au fost transmise după datele prevăzute la art. 15 alin. (2);
- b) sunt completate incorect și/sau sunt incomplete;
- c) nu respectă structura prevăzută în anexă;
- d) au fost obținute în urma aplicării incorecte a formulelor de calcul din prezenta metodologie.

## **Capitolul VII. - Dispoziții finale**

**Art. 19. -** OTS are obligația să dețină documentele fiscale de achiziție a volumelor de gaze naturale necesare asigurării consumului tehnologic din ST calculat conform prevederilor prezentei metodologii.

**Art. 20. -** (1) OTS are obligația să prevadă în contractele de execuție a lucrărilor clauze potrivit cărora toate pierderile de gaze naturale generate de vicii de execuție, în perioada de garanție a lucrărilor, sunt suportate de către executant; perioada de garanție a lucrărilor nu poate fi mai mică de 2 ani de la data punerii în funcțiune a obiectivului.

(2) În situația în care lucrările au fost executate de către OTS, se consideră că perioada de garanție este de 2 ani de la data punerii în funcțiune a obiectivului.

**Art. 21. -** (1) OTS are obligația să ia toate măsurile necesare pentru reducerea consumului tehnologic anual din ST, respectiv:

- a) întreținerea/repararea/modernizarea/reabilitarea/înlocuirea, în regim de urgență, a tronsoanelor de conductă ale ST la care au fost constatate periodic scăpări de gaze naturale;
- b) intensificarea activității de detectare a scăpărilor de gaze naturale;
- c) remedierea, în regim de urgență, a neetanșeităților constatate la obiectivele din sectorul gazelor naturale;
- d) mentenanța/modernizarea stațiilor de protecție catodică în vederea asigurării protecției active a conductelor din oțel, prelungirii duratei de exploatare și minimizării riscului de pierderi de gaze naturale;
- e) diminuarea factorilor care conduc la producerea coroziunii conductelor de gaze naturale.

(2) OTS are obligația să transmită la ANRE, în termenele prevăzute la art. 15 alin. (2), planul de acțiuni pentru minimizarea consumului tehnologic din ST, pe fiecare categorie prevăzută la art. 2 alin.

(3) și (4).

(3) Pentru punerea în aplicare a prevederilor alin. (1), OTS are următoarele obligații:

- a) prezentarea în raportările ce privesc consumul tehnologic din ST a rezultatelor analizei privind realizarea programului de reabilitare/reparare a obiectivelor ST;
- b) prezentarea modului de identificare și detaliere a zonelor de risc care pun în pericol integritatea tehnică a conductelor aparținând ST, pentru reducerea *UFG*, urmare a depășirii duratei de funcționare a conductelor;
- c) prezentarea rezultatelor analizei activității de inspecție aeriană a conductelor;
- d) prezentarea situației stațiilor de reglare măsurare gaze naturale echipate cu instalații de încălzire cu pornire controlată automat funcție de temperatura gazelor naturale vehiculate;

**Art. 22. -** (1) OTS are obligația de a elabora un program operațional care să asigure implementarea prevederilor prezentei metodologii, cu respectarea următoarelor cerințe:

- a) colectarea și asigurarea utilizării corecte a informațiilor primare în vederea efectuării calculelor/estimărilor specifice;
- b) crearea unui mecanism administrativ de validare a calculelor, cu nominalizarea și responsabilizarea persoanelor cu atribuții de conducere implicate în procesul de validare.

(2) OTS are obligația ca, prin programul operațional prevăzute la alin. (1), să asigure trasabilitatea procesului, astfel încât să fie ușor de identificat și de verificat orice eveniment care face obiectul prezentei metodologii pentru cel puțin 5 ani.

(3) Programul operațional prevăzut la alin. (1) este elaborat de OTS în termen de 60 de zile de la data intrării în vigoare a prezentei metodologii.

(4) OTS are obligația să transmită la ANRE decizia de nominalizare a persoanei/persoanelor cu atribuții de conducere implicate în procesul de validare a calculelor, în conformitate cu prevederile alin. (1) lit. b), până la data transmiterii primei raportări.

(5) OTS are obligația să notifice ANRE toate modificările/completările aduse deciziei prevăzute la alin. (4), în termen de 15 zile de la producerea acestora.

**Art. 23. -** Anexele nr. 1 – 6 fac parte integrantă din prezenta metodologie.



## Informațiile aferente prevederilor art. 5 alin. (5) din metodologie

Tabelul nr. 2

Nr. crt.	Stația mobilă de comprimare/transvazare a gazelor naturale	Consumul motorului stației de comprimare la încărcarea maximă	Media aritmetică a înregistrărilor de încărcare, monitorizat pe interfața <i>HMI</i> a sistemului de automatizare al stației mobile de comprimare	Timpul de funcționare a stației mobile de comprimare	Volumul de gaze necesar funcționării stației mobile de comprimare/transvazare a gazelor naturale	Puterea calorifică superioară aferentă zonei de calitate	Energia gazelor naturale
		$Q_{max}$ [m <sup>3</sup> /h]	$LF_{med}$ [%]	$t$ [h]	$V_{Sm}$ [m <sup>3</sup> ]	$H_s$ [MWh/m <sup>3</sup> ]	$E$ [MWh]
1	2	3	4	5	6=(3x4x5)/100	7	8=6x7
1							
2							





**Informațiile aferente prevederilor art. 6 alin. (8) din metodologie**

Tabelul nr. 4

Component	$a_{ki}$	$b_{ki} \times 100$	$c_{ki} \times 100000$
metan	4,1947	0,3639	1,49
etan	5,9569	1,377	1,69
propan	8,2671	2,286	1,9
iso-butan	10,824	3,153	0,82
n-butan	11,109	2,875	1,82
neo-pentan	13,407	3,53	1,39
iso-pentan	13,412	3,54	1,4
n-pentan	13,587	3,288	2,98
n-hexan	16,134	3,986	3,6
n-heptan	18,642	4,786	3,84
n-octan	21,192	5,48	4,3
n-nonan	23,730	6,172	4,76
azot	3,502	0,044	0,28
oxigen	3,52	0,044	0,28
bioxid de carbon	4,324	0,58	-0,65

*ANEXA nr. 2*  
*la metodologie*

**Temperatura și presiunea critică a componentelor gazelor naturale**

Tabelul nr. 1

Nr.	Component	Formula	Frație	M	T <sub>ci</sub>	P <sub>ci</sub>
				[kg/kmol]	[K]	[bar]
1	metan	CH <sub>4</sub>	C <sub>1</sub>	16,043	190,4	46,00
2	etan	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub>	30,070	305,3	48,84
3	propan	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>3</sub>	44,097	369,7	42,46
4	iso-butan	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	iC <sub>4</sub>	58,124	408,0	36,48
5	n-butan	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	nC <sub>4</sub>	58,124	425,1	38,00
6	neo-pentan	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>5</sub>	72,151	469,5	33,74
7	iso-pentan	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>5</sub>	72,151	469,5	33,74
8	n-pentan	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	nC <sub>5</sub>	72,151	469,5	33,74
9	2,2-dimetil-butan	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	C <sub>6</sub>	86,178	507,3	29,69
10	2,3-dimetil-butan	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	C <sub>6</sub>	86,178	507,3	29,69
11	3,3-dimetil-butan	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	C <sub>6</sub>	86,178	507,3	29,69
12	3-metil-pentan	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	C <sub>6</sub>	86,178	507,3	29,69
13	2-metil-pentan	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	C <sub>6</sub>	86,178	507,3	29,69
14	hexani	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	C <sub>6</sub>	86,178	507,3	29,69
15	2,4-dimeti-pentan	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	C <sub>7</sub>	100,205	528,6	34,98
16	2,2,3-trimetil-butan	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	C <sub>7</sub>	100,205	528,6	34,98
17	2-metil-hexan	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	C <sub>7</sub>	100,205	528,6	34,98
18	3-metil-hexan	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	C <sub>7</sub>	100,205	528,6	34,98
19	3-etip-pentan	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	C <sub>7</sub>	100,205	528,6	34,98
20	heptani+	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	C <sub>7</sub>	100,205	528,6	34,98
21	2,2,4-trimetil-pentan	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	C <sub>8</sub>	114,232	552,3	31,23
22	n-octan	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	C <sub>8</sub>	114,232	552,3	31,23
23	metil-cilohexan	C <sub>7</sub> H <sub>14</sub>	C <sub>8</sub>	98,189	552,3	31,23
24	ciclohexan	C <sub>6</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>7</sub>	82,146	528,6	34,98
25	benzen	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>7</sub>	78,114	528,6	34,98

26	toluen	$C_7H_8$	$C_8$	92,141	552,3	31,23
27	Hidrogen	$H_2$	$H_2$	2,000	33,0	13,00
28	monoxid de carbon	$CO$	$CO$	28,010	132,9	35,00
29	hidrogen-sulfurat	$H_2S$	$H_2S$	34	373,6	88,9
30	heliu	$He$	$He$		5,2	2,26
31	argon	$Ar$	$Ar$	39,848	150,7	48,98
32	azot	$N_2$	$N_2$	28,013	126,0	33,94
33	oxigen	$O_2$	$O_2$	31,990	154,6	50,40
34	bioxid de carbon	$CO_2$	$CO_2$	44,010	304,1	73,76
35	Apă	$H_2O$	$H_2O$	18,015	647,3	222,3

**Informațiile aferente prevederilor art. 9 alin. (1) din metodologie**

Tabelul nr. 2

Nr. crt.	Conducta de transport al gazelor naturale		Presiunea gazelor naturale din tronsoanele noi de conductă sau din tronsoanele supuse reparației/reabilitării	Temperatura gazelor naturale în condiții de lucru	Presiunea atmosferică	Puterea calorifică superioară	Densitatea gazelor naturale în condiții de lucru	Volumul calculat	Procesul-verbal de punere în funcțiune a conductei de transport al gazelor naturale		Codul conductei de transport al gazelor naturale, conform fișei tehnice	Buletinul de analiză cromatografică		Energia gazelor naturale
	Lungimea	Diametrul interior							Număr	Data (zz.ll.aaaa)		Număr	Data (zz.ll.aaaa)	
	$L$	$D$	$p$	$T$	$p_a$	$H_s$	$\rho$	$V_U$	Număr	Data (zz.ll.aaaa)		Număr	Data (zz.ll.aaaa)	[MWh]
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	[m]	[m]	[Pa]	[K]	[Pa]	[MWh/m <sup>3</sup> ]	[kg/m <sup>3</sup> ]	[m <sup>3</sup> ]		(zz.ll.aaaa)				

## Informațiile aferente prevederilor art. 11 alin. (1) din metodologie

Nr. crt.	Codul alfanumeric al defectului		1	2
	Presiunea gazelor naturale în condiții de lucru/operare	$p$	[Pa]	3
	Raportul $p_c/p$			4
	Regimul de curgere	critic		5
		subcritic		5
	Coeficientul de debit	$c_d$	0,85	6
			0,82	6
	Arta defectului	$A$	[m <sup>2</sup> ]	7
	Temperatura gazelor naturale în condiții de lucru/operare	$T$	[K]	8
	Densitatea gazelor naturale în condiții normale	$\rho_N$	[kg/m <sup>3</sup> ]	9
	Densitatea gazelor naturale în condiții standard	$\rho_s$	[kg/m <sup>3</sup> ]	10
	Masa molară	$M_m$	[kg/kmol]	11
		$R$	[J/kgK]	12
	Densitatea gazelor naturale în condiții de lucru/operare	$\rho$	[kg/m <sup>3</sup> ]	13
	Densitatea critică a gazelor naturale	$\rho^*$	[kg/m <sup>3</sup> ]	14
	Temperatura critică a gazelor naturale	$T^*$	[K]	15
	Presiunea critică a gazelor naturale	$p^*$	[Pa]	16
	Viteza critică a gazelor naturale	$w^*$	[m/s]	17
	Temperatura gazelor naturale în zona defectului	$T_d$	[K]	18
	Densitatea gazelor naturale în zona defectului	$\rho_d$	[kg/m <sup>3</sup> ]	19
	Viteza gazelor naturale în zona defectului	$w_d$	[m/s]	20
	Debitul masic de gaze naturale	$m$	[kg/h]	21
	Timpul	$\tau_d$	[h]	22
	Puterea calorifică superioară	$H_s$	[MWh/m <sup>3</sup> ]	23
	Volumul de gaze naturale calculat	$V_{suparacon}$	[m <sup>3</sup> ]	24
	Energia gazelor naturale	$E$	[MWh]	25=23x24
	Codul conductei de transport al gazelor naturale, conform fișei tehnice			26
	Buletinul de analiză cromatografică	Numărul	.	27
		Data	(zz.ll.aaaa)	28
	Ordinul de lucru	Numărul	.	29
		Data	(zz.ll.aaaa)	30
	Fișa de expertizare și remediere/ rezolvare	Numărul	.	31
		Data	(zz.ll.aaaa)	32

## Informațiile aferente prevederilor art. 12 alin. (1) din metodologie

Nr. crt.	Codul alfanumeric al defectului	Presiunea gazelor naturale în condiții de operare		Raportul p <sub>a</sub> /p		Regimul de curgere	Coeficientul de debit		Aria defectului	Temperatura gazelor naturale în condiții de operare	Densitatea gazelor naturale în condiții normale	Densitatea gazelor naturale în condiții standard	Masa molară	Constanta amestecului de gaze	Densitatea gazelor naturale în condiții de operare	Densitatea critică a gazelor naturale	Temperatura critică a gazelor naturale
		p	[Pa]	critic	subcritic		c <sub>d</sub>	T									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15			

Presiunea critică a gazelor naturale	Viteza critică a gazelor naturale	Temperatura gazelor naturale în zona	Densitatea gazelor naturale în zona	Viteza gazelor	Presiunea din exteriorul defectului	Debitul masic de gaze	Timpul	Puterea calorică superioară	Volumul de gaze naturale calculat	Energia gazelor naturale	Codul conductei de transport al gazelor naturale, conform fișei tehnice		Buletinul de analiză cromatografică	Ordinul de lucru	Fișa de expertizare și remediare/ rezolvare		
											Numărul	Data (zz.ll.aaaa)				Numărul	Data (zz.ll.aaaa)
p*	w*	T <sub>d</sub>	ρ <sub>d</sub>	w <sub>p</sub>	P <sub>e</sub>	m	τ <sub>p</sub>	H <sub>s</sub>	V <sub>subaran</sub>	E							
[Pa]	[m/s]	[K]	[kg/m <sup>3</sup> ]	[m/s]	[Pa]	[kg/h]	[h]	[MW/h/m <sup>3</sup> ]	[m <sup>3</sup> ]	[MWh]							
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26=25x24	27	28	29	30	31	32	33

## Informațiile aferente prevederilor art. 13 alin. (2) din metodologie

Tabelul nr. 1

Nr. crt.	Data depistării ruperii	Presiunea gazelor naturale în punctul de măsurare aflat în amonte de rupură		Presiunea gazelor naturale în punctul de măsurare aflat în aval de rupură		Lungimea tronsonului de conducție de transport a gazelor naturale		$p_{r1}$	$p_{r2}$	$\bar{Q}_{m1}$	$\bar{Q}_{m2}$	Modul de debit		$Q_1$	$Q_2$	$Q_s$	Timpul	Puterea calorifică superioară	Volumul de gaze naturale	Energia gazelor naturale	Codul conductei de transport al gazelor naturale, conform fișei tehnice	Buletinul de analiză cromatografică		Ordinul de lucru/fișa de expertizare și remediere a anomaliilor sau rezolvare a incidentelor/foaie de manevră		Programul tehnologic de execuție <sup>4</sup>		
		$p_1$	$p_2$	$X$	$L$	$K_{deb1}$	$K_{deb2}$					Numărul	Data									Numărul	Data	Numărul	Data			
1	(zz.ll.aaaa)	[bar]	[bar]	[m]	[m]	[bar]	[bar]	[kg/s]	[kg/s]	[m <sup>3</sup> /h]	[m <sup>3</sup> /h]	[m <sup>3</sup> /h]	[m <sup>3</sup> /h]	[h]	[MWh/m <sup>3</sup> ]	[m <sup>3</sup> ]	[MWh]	20	21	22	23	24	25	26	(zz.ll.aaaa)	(zz.ll.aaaa)	(zz.ll.aaaa)	
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15=13+ 14	16	17	18=15x16	19=18x17	20	21	22	23	24	25	26	(zz.ll.aaaa)	(zz.ll.aaaa)	(zz.ll.aaaa)

<sup>4</sup> Programul tehnologic de execuție prevăzut în Normele tehnice pentru mentenanța conductelor de transport gaze naturale, aprobate prin Decizia prezidiului ANRE nr. 2.453/2010

## Informațiile aferente prevederilor art. 13 alin. (3) din metodologie

Tabelul nr. 2

Nr. crt.	Codul alfanumeric al defectului		1	2	Codul alfanumeric al defectului	
	Presiunea gazelor naturale în condiții de lucru/operare		$p$	[Pa]	3	4
Regimul de curgere	critic		5	5	subcritic	
	0,82		6	6	0,85	
Coeficientul de debit		$c_d$		6		
Aria defectului		$A$	[m <sup>2</sup> ]	7		
Temperatura gazelor naturale în condiții de lucru/operare		$T$	[K]	8	9	Densitatea gazelor naturale în condiții normale
Densitatea gazelor naturale în condiții normale		$\rho_N$	[kg/m <sup>3</sup> ]	9	10	Densitatea gazelor naturale în condiții standard
Masa molară		$M_m$	[kg/kmol]	1	1	
Constanta universală a gazului		$R$	[J/kgK]	12		
Densitatea gazelor naturale în condiții de lucru/operare		$\rho$	[kg/m <sup>3</sup> ]	13	14	Densitatea critică a gazelor naturale
Densitatea critică a gazelor naturale		$\rho^*$	[kg/m <sup>3</sup> ]	14	15	Temperatura critică a gazelor naturale
Temperatura critică a gazelor naturale		$T^*$	[K]	15	16	Presiunea critică a gazelor naturale
Presiunea critică a gazelor naturale		$p^*$	[Pa]	16	17	Viteza critică a gazelor naturale
Viteza critică a gazelor naturale		$w^*$	[m/s]	17	18	Temperatura gazelor naturale în zona defectului
Temperatura gazelor naturale în zona defectului		$T_d$	[K]	18	19	Densitatea gazelor naturale în zona defectului
Densitatea gazelor naturale în zona defectului		$\rho_d$	[kg/m <sup>3</sup> ]	19	20	Viteza gazelor naturale în zona defectului
Viteza gazelor naturale în zona defectului		$w_d$	[m/s]	20	21	Debitul masic de gaze naturale
Debitul masic de gaze naturale		$m$	[kg/h]	21	22	Timpul
Timpul		$\tau$	[h]	22	23	Putere calorifică superioară
Putere calorifică superioară		$H_s$	[MWh/m <sup>3</sup> ]	23	24	Volumul de gaze naturale calculat
Volumul de gaze naturale calculat		$V_{tp}$	[m <sup>3</sup> ]	24	25=23x24	Energia gazelor naturale
Energia gazelor naturale		$E$	[MWh]	25=23x24	26	Codulconduței de transport al gazelor naturale, conform fișei tehnice
Codulconduței de transport al gazelor naturale, conform fișei tehnice				26	27	Buletinul de analiză cromatografică
		Numărul	'	27		
		Data	(zz.ll.aaaa)	28	29	Ordinul de lucru
		Numărul	'	29		
		Data	(zz.ll.aaaa)	30	31	Fișa de expertizare și remediere/ rezolvare
		Numărul	'	31		
		Data	(zz.ll.aaaa)	32		



ANEXA nr. 6  
la metodologie

**Situația consumului tehnologic din sistemul de transport al gazelor naturale**

Tabelul nr. 1

LUNA	Consumul tehnologic măsurat/determinat		Consumul tehnologic nedeterminat – UFG,		Consumul tehnologic din ST, prevăzută la art. 2 alin. (2)					
	Funcționarea stațiilor de comprimare fixe și mobile, prevăzută la art. 2 alin. (3) lit. a)		prevăzută la art. 2 alin. (4)							
	[mii m <sup>3</sup> ]	[MWh]	[mii m <sup>3</sup> ]	[MWh]						
	1	2	3	4	5=1+3	6=2+4	7	8	9=5+7	10=6+8
<b>TOTAL</b>										

Certificat de reprezentant legal al OTS (nume și prenume).....

Semnătură: .....

## Situția consumului tehnologic nedeterminat din sistemul de transport al gazelor naturale

Tabelul nr. 2

Luna	Cantitatea de gaze naturale predată în ST prin punctele de intrare din perimetrul de producție <i>PROD</i>		Cantitatea de gaze naturale predată în ST (import) prin punctele de interconectare transfrontalieră <i>IMP</i>		Cantitatea de gaze naturale extrasă din depozitele de înmagazinare și predate în ST <i>DEP<sup>EXTR</sup></i>		Cantitatea de gaze naturale predată din ST prin toate punctele de ieșire, cu excepția celor aferente depozitelor de înmagazinare și punctelor de interconectare transfrontalieră <i>IEȘ</i>		Cantitatea de gaze naturale predată din ST în depozitele de înmagazinare subterană <i>DEP<sup>INTJ</sup></i>		Cantitatea de gaze naturale predată din ST (export) prin punctele de interconectare transfrontalieră <i>EXP</i>		Variația cantității de gaze naturale existente în conductele componente ale ST <i>ALP</i>		Cantitatea de gaze naturale aferentă consumului tehnologic măsurat/determinat <i>CT<sup>md</sup></i>		Cantitatea de gaze naturale care nu se încadrează în consumul tehnologic din ST <i>EX CT</i>		Consumul tehnologic nedeterminat <i>UFG</i>	
	[mii m <sup>3</sup> ]	[MWh]	[mii m <sup>3</sup> ]	[MWh]	[mii m <sup>3</sup> ]	[MWh]	[mii m <sup>3</sup> ]	[MWh]	[mii m <sup>3</sup> ]	[MWh]	[mii m <sup>3</sup> ]	[MWh]	[mii m <sup>3</sup> ]	[MWh]	[mii m <sup>3</sup> ]	[MWh]	[mii m <sup>3</sup> ]	[MWh]	[mii m <sup>3</sup> ]	[MWh]
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19=1+3+5-7-9-11-13-15-17	20=2+4+6-8-10-12-14-16-18
TOTAL																				

Certificat de reprezentant legal al OTS (numele și prenumele).....

Semnătură: .....

Tabelul nr. 3

## Situția cantităților de gaze naturale care nu se încadrează în consumul tehnologic din sistemul de transport al gazelor naturale

LUNA	Cantitatea de gaze naturale utilizate în scop administrativ de OTS în sedile aflate în proprietatea/folosința acestuia, prevăzute la art. 85 alin. (3) paragr. A pct. (v) subpt. 3) lit. a) din <i>Codul Rețelei</i>		Cantitatea de gaze naturale disipată în urma unor incidente tehnice în ST cu autor cunoscut, prevăzute la art. 85 alin. (3) paragr. A pct. (v) subpt. 3) lit. b) din <i>Codul Rețelei</i>		Cantitatea de gaze naturale disipată în urma unor incidente tehnice, cu autor necunoscut, dacă OTS nu deține înscrisuri din care să rezulte măsurile întreprinse pentru recuperarea prejudiciului, prevăzute la art. 85 alin. (3) paragr. A pct. (v) subpt. 3) lit. c) din <i>Codul Rețelei</i>		Cantitatea de gaze naturale disipată în urma unor vicii de execuție ale obiectivelor din ST aflate în perioada de garanție, prevăzută la art. 85 alin. (3) paragr. A pct. (v) subpt. 3) lit. d) din <i>Codul Rețelei</i>		Cantitatea de gaze naturale disipată în urma realizării de deteriorare, modificarea fără drept sau blocarea funcționării acestora, prevăzută la art. 85 alin. (3) paragr. A pct. (v) subpt. 3) lit. e) (i) din <i>Codul Rețelei</i>		Cantitatea de gaze naturale disipată în urma realizării de ocolirea indicațiilor acestora, prin realizarea de instalații clandestine, prevăzută la art. 85 alin. (3) paragr. A pct. (v) subpt. 3) lit. e) (ii) din <i>Codul Rețelei</i>		Cantitatea de gaze naturale disipată în urma folosirii instalațiilor clandestine racordate la ST, prevăzută la art. 85 alin. (3) paragr. A pct. (v) subpt. 3) lit. f) din <i>Codul Rețelei</i>		Cantitatea de gaze naturale disipată în urma modificării obiectivelor ST prin deviere, la cererea clientului final sau a unui terț, prevăzută la art. 85 alin. (3) paragr. A pct. (v) subpt. 3) lit. g) din <i>Codul Rețelei</i>		Total	
	[mii m <sup>3</sup> ]	[MWh]	[mii m <sup>3</sup> ]	[MWh]	[mii m <sup>3</sup> ]	[MWh]	[mii m <sup>3</sup> ]	[MWh]	[mii m <sup>3</sup> ]	[MWh]	[mii m <sup>3</sup> ]	[MWh]	[mii m <sup>3</sup> ]	[MWh]	[mii m <sup>3</sup> ]	[MWh]	[mii m <sup>3</sup> ]	[MWh]
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17=1+3+5+7+9+11+13+15	18=2+4+6+8+10+12+14+16
TOTAL																		

Certificat de reprezentant legal al OTS .....(nume și prenume).....

Semnătură: .....

---

---

**EDITOR: PARLAMENTUL ROMÂNIEI — CAMERA DEPUTAȚILOR**

---



„Monitorul Oficial” R.A., Str. Parcului nr. 65, sectorul 1, București; 012329  
C.I.F. RO427282, IBAN: RO55RNCB0082006711100001 BCR  
și IBAN: RO12TREZ7005069XXX000531 DTCPMB (alocat numai persoanelor juridice bugetare)  
Tel. 021.318.51.29/150, fax 021.318.51.15, e-mail: [marketing@ramo.ro](mailto:marketing@ramo.ro), [www.monitoruloficial.ro](http://www.monitoruloficial.ro)  
Adresa Centrului pentru relații cu publicul este: șos. Panduri nr. 1, bloc P33, sectorul 5, București; 050651.  
Tel. 021.401.00.73, 021.401.00.78, e-mail: [concursurifp@ramo.ro](mailto:concursurifp@ramo.ro), [convocariaga@ramo.ro](mailto:convocariaga@ramo.ro)  
Pentru publicări, încărcați actele pe site, la: <https://www.monitoruloficial.ro>, secțiunea Publicări.

