

HOTĂRĂRI ALE CAMEREI DEPUTAȚILOR

PARLAMENTUL ROMÂNIEI

CAMERA DEPUTAȚILOR

HOTĂRĂRE

pentru modificarea Hotărârii Camerei Deputaților nr. 42/2004 privind aprobarea componentei nominale a comisiilor permanente ale Camerei Deputaților

În temeiul art. 38 și 41 din Regulamentul Camerei Deputaților, republicat, cu modificările și completările ulterioare, și al art. 1 din Hotărârea Parlamentului nr. 30/1993 privind organizarea și funcționarea Comisiei comune permanente a Camerei Deputaților și Senatului pentru exercitarea controlului parlamentar asupra activității Serviciului Român de Informații,

Camera Deputaților adoptă prezenta hotărâre.

Articol unic. — Hotărârea Camerei Deputaților nr. 42/2004 privind aprobarea componentei nominale a comisiilor permanente ale Camerei Deputaților, cu modificările ulterioare, se modifică după cum urmează:

„• se aprobă retragerea calității de membru al Comisiei pentru agricultură, silvicultură, industrie alimentară și servicii specifice a domnului deputat Constantin Faina, aparținând Grupului parlamentar al Partidului Umanist din România (social-liberal).“

Această hotărâre a fost adoptată de Camera Deputaților în ședința din 5 aprilie 2005, cu respectarea prevederilor art. 76 alin. (2) din Constituția României, republicată.

PREȘEDINTELE CAMEREI DEPUTAȚILOR
ADRIAN NĂSTASE

București, 5 aprilie 2005.
Nr. 13.

ACTE ALE ORGANELOR DE SPECIALITATE ALE ADMINISTRAȚIEI PUBLICE CENTRALE

AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL GAZELOR NATURALE

DECIZIE

pentru aprobarea documentelor suplimentare privind aplicarea Criteriilor și metodelor pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale, aprobat prin Decizia președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Gazelor Naturale nr. 1.078/2003

În temeiul dispozițiilor art. 8 lit. I) și ale art. 10 alin. (4) și (5) din Legea gazelor nr. 351/2004,

președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Gazelor Naturale emite prezenta decizie.

Art. 1. — Se aprobă documentele suplimentare pentru aplicarea Deciziei președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Gazelor Naturale nr. 1.078/2003 privind aprobarea Criteriilor și metodelor pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 40 din 19 ianuarie 2004, prevăzute în anexele nr. 1—3*), care fac parte integrantă din prezenta decizie.

Art. 2. — Compartimentele de specialitate din cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Gazelor Naturale, precum și operatorii licențiați din sectorul gazelor naturale vor asigura ducerea la îndeplinire a prevederilor prezentei decizii.

Art. 3. — Prezenta decizie se publică în Monitorul Oficial al României, Partea I.

Președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Gazelor Naturale,
Ștefan Cosmeanu

București, 30 martie 2005.
Nr. 311.

*) Anexele nr. 1—3 sunt reproduse în facsimil.

EXPLICAȚII SUPLIMENTARE

privind aplicarea Criteriilor și metodelor pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale, aprobate prin Decizia președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Gazelor Naturale nr. 1.078/2003

Introducere

Acest document oferă informații suplimentare privind modul de aplicare a “Criteriilor și metodelor pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale”, aprobate prin Decizia Președintelui ANRGN nr. 1.078/2003, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 40 din 19 ianuarie 2004, numit în continuare „Metodologie”.

Documentul reprezintă, totodată, un ghid în aplicarea prevederilor metodologiei și oferă explicațiile necesare pentru corecta fundamentare a prețurilor și a tarifelor reglementate, detaliind interpretarea pe care ANRGN o conferă acestora.

Metodologia acoperă activitățile reglementate ce sunt desfășurate în sectorul gazelor naturale, după cum urmează:

- a) Transportul gazelor naturale prin sistemul național de transport, inclusiv tranzitul gazelor naturale prin acest sistem;
- b) Înmagazinarea subterană a gazelor naturale;
- c) Distribuția gazelor naturale prin sistemele de distribuție;
- d) Furnizarea reglementată a gazelor naturale către consumatorii captivi și/sau consumatorii care nu își exercită drepturile ce decurg din calitatea de consumator eligibil.

1. Aspecte generale**Capitolul I Principii generale**

Referitor la art. 1 lit. a) Prețurile finale reglementate, la care se realizează furnizarea reglementată a gazelor naturale, acoperă toate costurile implicate de asigurarea cu gaze naturale a consumatorului final (captiv sau care nu își exercită drepturile ce decurg din calitatea de consumator eligibil). Din acest punct de vedere, prețul final reglementat acoperă atât costurile aferente achiziționării și comercializării gazelor naturale ca marfă în sine, cât și toate costurile aferente serviciilor de transport, înmagazinare și distribuție necesare ca acestea să ajungă de la furnizor la consumatorul final.

Referitor la art. 2 Prețurile finale reglementate, după cum a fost deja menționat, acoperă toate costurile legate de asigurarea cu gaze naturale a consumatorului final. În consecință, prețurile finale reglementate vor acoperi inclusiv costurile legate de menținerea, la dispoziția consumatorului, a unei conexiuni cu sistemul de distribuție (bransamentul) și a unei capacități rezervate în sistemul respectiv. Aceste costuri, de menținere în stand-by a unei conexiuni cu sistemul de distribuție (bransamentul) și a unei capacități rezervate în acest sistem, sunt acoperite de componenta fixă a prețului final reglementat, respectiv abonamentul (art. 63 și 64 din Metodologie).

Referitor la art. 3, alin. (3), lit. d) Metodologia nu acoperă modalitățile de remunerare a construcției fizice a racordurilor sau a bransamentelor. Veniturile realizate de operatori din tarifele de racordare sau din tarifele de bransare sunt considerate excluse din veniturile reglementate, iar costurile asociate construcției unor astfel de racorduri sau bransamente sunt excluse din costurile recunoscute de ANRGN (atât costuri operaționale – OPEX, cât și costuri de capital – CAPEX). În cazul racordurilor și a bransamentelor, Metodologia ia în considerare doar costurile legate de menținerea acestora în stare de funcționare, în condiții de siguranță. Aceste costuri sunt permise și recunoscute în veniturile reglementate ale operatorilor de transport și/sau de distribuție.

Referitor la art 2 și art. 5 Pentru prima perioadă de reglementare, tarifele de distribuție și prețurile finale reglementate vor fi stabilite diferențiat pe categorii de consumatori, pentru fiecare operator în parte, pentru întreaga arie de distribuție deservită. Începând cu cea de a doua perioadă de reglementare, în funcție de cantitatea și calitatea datelor de fundamentare oferite de operatori, precum și în funcție de dezvoltarea pieței interne a gazelor naturale și întărirea competiției, ANRGN va lua în considerare oportunitatea stabilirii de tarife de distribuție și prețuri finale reglementate diferențiate pe unități teritoriale mai restrânse (județ, localități) din aria de distribuție deservită de același operator.

Capitolul II Definirea perioadelor de reglementare

Referitor la art. 9 Pentru operatorii de transport, de înmagazinare și/sau de distribuție care încep activitatea în interiorul unei perioade de reglementare, prima perioadă de reglementare se va termina odată cu terminarea perioadei de reglementare a tuturor celorlalți operatori cu activitate similară. De exemplu, pentru un operator care începe o activitate reglementată la jumătatea celei de a doua perioade de reglementare, prima perioadă de reglementare va dura 2¹/₂ ani și se va sfârși odată cu perioada de reglementare curentă a operatorilor cu activitate similară.

Capitolul III Definirea activităților reglementate

Secțiunea 1 Transportul gazelor naturale

Referitor la art. 12 *Exploatarea capacităților de transport* se referă la toate sarcinile ce îi revin operatorului privind operarea și întreținerea sistemului de transport și pentru asigurarea funcționării acestuia în condiții de siguranță, inclusiv înlocuirea conductelor magistrale și a instalațiilor și echipamentelor aferente, odată ce acestea au atins durata lor tehnică și economică de viață.

Referitor la art. 13 *Dezvoltarea capacităților de transport* se referă la acțiunile desfășurate de operator pentru creșterea capacității de transport, fie prin mărirea capacității de transport pe conductele magistrale existente, fie prin extinderea rețelei de conducte magistrale, dar fără a se referi la racordarea unor noi consumatori la conductele magistrale deja existente.

Referitor la art. 14 *Utilizarea sistemului*, pe lângă acțiunile și operațiunile descrise în Metodologie, înglobează și transpunerea acestor servicii prestate utilizatorilor în contracte și sunt recunoscute în veniturile operatorului. Din acest punct de vedere, toate activitățile și operațiunile desfășurate de operator pentru sau în legătură cu încheierea și derularea contractelor pentru prestarea serviciilor de transport, precum și toate relațiile cu clienții derivate din prestarea acestor servicii, se subscriu *utilizării sistemului*.

Secțiunea 2 Înmagazinarea subterană a gazelor naturale

Referitor la art. 17 *Exploatarea capacităților de înmagazinare subterană* se referă la toate sarcinile ce îi revin operatorului privind operarea și întreținerea sistemului de înmagazinare subterană și pentru asigurarea funcționării acestuia în condiții de siguranță, inclusiv repararea sondelor și/sau înlocuirea instalațiilor și echipamentelor aferente din subteran sau de suprafață, odată ce acestea au atins durata lor tehnică și economică de viață.

Referitor la art. 18 *Dezvoltarea capacităților de înmagazinare subterană* se referă la acțiunile desfășurate de operator pentru creșterea capacității depozitului subteran, fie prin mărirea capacității de injecție/extracție, fie prin construcția de noi sonde sau altele asemenea.

Referitor la art. 19 *Utilizarea sistemului*, pe lângă acțiunile și operațiunile descrise în Metodologie, înglobează și transpunerea acestor servicii prestate utilizatorilor în contracte și sunt recunoscute în veniturile operatorului. Din acest punct de vedere, toate activitățile și operațiunile desfășurate de operator pentru sau în legătură cu încheierea și derularea contractelor pentru prestarea serviciilor de înmagazinare subterană, precum și toate relațiile cu clienții derivate din prestarea acestor servicii, se subscriu *utilizării sistemului*.

Secțiunea 3 Distribuția gazelor naturale

Referitor la art. 24 *Exploatarea capacităților de distribuție* se referă la toate sarcinile ce îi revin operatorului privind operarea și întreținerea sistemului de distribuție și pentru asigurarea funcționării acestuia în condiții de siguranță, inclusiv înlocuirea conductelor de distribuție și a instalațiilor și echipamentelor aferente, odată ce acestea au atins durata lor tehnică și economică de viață.

Referitor la art. 25 *Dezvoltarea capacităților de distribuție* se referă la acțiunile desfășurate de operator pentru creșterea capacității de distribuție, fie prin mărirea capacității de distribuție pe conductele existente, fie prin extinderea rețelelor de distribuție, fără a se referi însă la branșarea unor noi consumatori la conductele existente sau la separarea acestora.

Referitor la art. 26 *Utilizarea sistemului*, pe lângă acțiunile și operațiunile descrise în Metodologie, înglobează și transpunerea acestor servicii prestate utilizatorilor în contracte și sunt recunoscute în veniturile operatorului. Din acest punct de vedere, toate activitățile și operațiunile desfășurate de operator pentru sau în legătură cu încheierea și derularea contractelor pentru prestarea serviciilor de distribuție, precum și toate relațiile cu clienții derivate din prestarea acestor servicii, se subscriu *utilizării sistemului*.

Secțiunea 4 Furnizarea reglementată a gazelor naturale

Referitor la art. 27 În situația unor consumatori care nu vor sau nu pot să încheie un contract de cumpărare a gazelor naturale cu clauze și preț negociat, aceștia vor fi considerați drept captivi (nu exercită dreptul de a fi eligibili). Pentru această categorie de consumatori și exclusiv pentru aceasta, furnizarea se va face în regim reglementat, respectiv în baza unui contract cu clauze standard și a unui preț aprobate de ANRGN. Clauzele contractuale standard vor fi stabilite de ANRGN în urma consultării cu operatorii din sectorul gazelor naturale. Odată aprobate, aceste clauze nu mai pot face obiectul unei negocieri între consumator și furnizor. Prețul la care se face furnizarea pentru consumatorii considerați drept captivi, în condițiile standard din contractele aprobate de ANRGN, va fi de asemenea reglementat. Furnizorul care va realiza furnizarea în baza unui contract cu clauze și preț aprobate de ANRGN este considerat furnizor de ultimă instanță. Desemnarea unui astfel de furnizor, având dreptul să comercializeze gazele naturale pe această piață captivă, se va realiza în baza regulilor de selecție emise de ANRGN, după consultarea cu operatorii din sector. Prețul gazelor naturale la care se realizează furnizarea de ultimă instanță se determină prin aceeași metodologie utilizată în calculul prețului reglementat pentru consumatorii captivi în prima perioadă de reglementare, adaptată însă evoluțiilor viitoare ale pieței interne a gazelor naturale. Marja furnizorului de ultimă instanță va acoperi integral costurile de operare și de capital, inclusiv costul capitalului, realizate într-o manieră prudentă și eficientă pentru desfășurarea activității de furnizor de ultimă instanță. Pentru consumatorii eligibili (care au încheiate contracte de cumpărare gaze naturale cu clauze și preț negociat), nici prețul final și nici marja furnizorului nu vor fi reglementate de ANRGN, acestea urmând a se supune regulilor unei piețe libere, concurențiale.

Capitolul IV Venitul reglementat

Referitor la art. 32 *Venitul aferent anului (i) al perioadei de reglementare (x)*, recunoscut de către ANRGN, acoperă costurile aflate sub controlul managementului operatorului (reprezentând *venitul reglementat* așa cum este definit la art. 28 alin. (1) din Metodologie) și costurile care nu sunt sub controlul managementului operatorului (reprezentând *costurile preluate directe*, așa cum sunt definite la art. 28 alin. (2) din Metodologie). Formula generală de calcul este :

$$VA^{(x)}_{i, t, ds, d, fr} = VR^{(x)}_{i, t, ds, d, fr} + CS^{(x)}_{i, t, ds, d, fr}$$

unde :

$VA^{(x)}_i^{t,ds,d,fr}$ – venitul în anul „i” al perioadei de reglementare (x), pentru una din activitățile reglementate, după caz;

$VR^{(x)}_i^{t,ds,d,fr}$ – venitul reglementat în anul „i” al perioadei de reglementare (x) pentru una din activitățile reglementate, după caz;

$CS^{(x)}_i^{t,ds,d,fr}$ – costurile preluate direct în anul „i” al perioadei de reglementare (x), pentru una din activitățile reglementate, după caz.

Venitul aferent anului „i” al perioadei de reglementare (x) se determină

- în cazul activității de transport, respectiv de înmagazinare subterană, la *nivelul veniturilor totale*, cu următoarea formulă :

$$VA^{(x)}_i^{t,ds} = VT^{(x)}_i^{t,ds} = VRT^{(x)}_i^{t,ds} + CST^{(x)}_i^{t,ds}$$

unde :

$VA^{(x)}_i^{t,ds}$ – venitul în anul „i” al perioadei de reglementare (x), pentru activitatea de transport, respectiv pentru activitatea de înmagazinare subterană;

$VT^{(x)}_i^{t,ds}$ – venitul total în anul „i” al perioadei de reglementare (x), pentru activitatea de transport, respectiv pentru activitatea de înmagazinare subterană;

$VRT^{(x)}_i^{t,ds}$ – venitul reglementat total în anul „i” al perioadei de reglementare (x), pentru activitatea de transport, respectiv pentru activitatea de înmagazinare subterană;

$CST^{(x)}_i^{t,ds}$ - costurile totale preluate direct în anul „i” al perioadei de reglementare (x), pentru activitatea de transport, respectiv pentru activitatea de înmagazinare subterană.

- în cazul activității de distribuție, respectiv de furnizare reglementată, la *nivelul veniturilor unitare*, cu următoarea formulă :

$$VA^{(x)}_i^{d,fr} = VU^{(x)}_i^{d,fr} = VRU^{(x)}_i^{d,fr} + CSU^{(x)}_i^{d,fr} + [CUG^{(x)}_i^{fr}]$$

unde :

$VA^{(x)}_i^{d,fr}$ – venitul unitar în anul „i” al perioadei de reglementare (x), pentru activitatea de distribuție, respectiv pentru activitatea de furnizare reglementată;

$VU^{(x)}_i^{d,fr}$ – venitul total unitar în anul „i” al perioadei de reglementare (x), pentru activitatea de distribuție, respectiv pentru activitatea de furnizare reglementată;

$VRU^{(x)}_i^{d,fr}$ – venitul reglementat unitar în anul „i” al perioadei de reglementare (x), pentru activitatea de distribuție, respectiv pentru activitatea de furnizare reglementată;

$CSU^{(x)}_i^{d,fr}$ - costurile unitare preluate direct în anul „i” al perioadei de reglementare (x), pentru activitatea de distribuție, respectiv pentru activitatea de furnizare reglementată.

$CUG^{(x)}_i^{fr}$ - suma fixă unitară pentru acoperirea costurilor legate de achiziția gazelor naturale, inclusiv serviciile aferente și impozitul pentru gazele naturale din producția internă, destinate revânzării în cadrul activității de furnizare reglementată, în anul „i” al perioadei de reglementare (x). Acest element este utilizat numai în formula venitului anual aferent activității de furnizare reglementată. Pentru activitatea de distribuție, acest termen nu se aplică.

Venitul aferent anului (i) al perioadei de reglementare (x) stă la baza determinării tarifelor pentru anul (i) al perioadei de reglementare (x), pe care operatorii sunt îndreptățiți să le practice în contractele de prestare a serviciilor de transport, de înmagazinare subterană sau de distribuție, respectiv a prețurilor finale reglementate pentru activitatea de furnizare reglementată.

Referitor la art. 34 În primul an al fiecărei perioade de reglementare, *venitul reglementat* se determină pe baza *venitului de bază* VB_1 după următoarele relații de calcul:

- în cazul activității de transport, respectiv de înmagazinare subterană, *venitul reglementat total* aferent activității de transport, respectiv de înmagazinare subterană este egal cu *venitul de bază* calculat pentru respectiva activitate, conform art. 34 alin. (1) din Metodologie

$$VRT^{(x)}_{1, t, ds} = VB^{(x)}_{1, t, ds}$$

unde:

$VRT^{(x)}_{1, t, ds}$ – venitul reglementat total în primul an „i=1” al perioadei de reglementare (x), pentru activitatea de transport, respectiv pentru activitatea de înmagazinare subterană;

$VB^{(x)}_{1, t, ds}$ - venitul de bază aferent activității de transport, respectiv de înmagazinare subterană, calculat potrivit art. 34 alin. (1) și celorlalte prevederi ale Metodologiei, pentru perioada de reglementare (x).

- în cazul activităților de distribuție, respectiv de furnizare reglementată, *venitul reglementat unitar* este egal cu *venitul de bază* calculat pentru respectiva activitate, conform art. 34 alin. (1) din Metodologie, împărțit la cantitatea totală de gaze naturale estimată a fi distribuită, respectiv furnizată în primul an al perioadei de reglementare

$$VRU^{(x)}_{1, d, fr} = VB^{(x)}_{1, d, fr} / Q^{(x)}_{1, d, fr}$$

unde:

$VRU^{(x)}_{1, d, fr}$ – venitul reglementat unitar în primul an „i=1” al perioadei de reglementare (x), pentru activitatea de distribuție, respectiv de furnizare reglementată;

$VB^{(x)}_{1, d, fr}$ - venitul de bază aferent activității de distribuție, respectiv de furnizare reglementată, calculat potrivit art. 34 alin. (1) și celorlalte prevederi ale Metodologiei, pentru perioada de reglementare (x);

$Q^{(x)}_{1, d, fr}$ – cantitatea de gaze naturale estimată a fi distribuită, respectiv de a fi furnizată în regim reglementat, în primul an „i=1” al perioadei de reglementare (x), măsurată la consumator, respectiv fără a fi incluse consumurile tehnologice ale operatorului.

Cantitatea de gaze naturale estimată a fi distribuită, respectiv de a fi furnizată în regim reglementat, în primul an „i=1” al perioadei de reglementare (x), se fundamentează de către operatorul de distribuție, respectiv de către operatorul care realizează furnizarea reglementată. Prognoza privind cantitățile estimate și fundamentarea acesteia se înaintază ANRGN odată cu înaintarea fundamentărilor privind stabilirea venitului de bază (art. 143, alin. 1 din Metodologie). Estimarea cantităților se realizează în condițiile standard de presiune, temperatură și de calitate a gazelor naturale prevăzute în Standardul SR 3317.

ANRGN are dreptul să ceară sau să propună revizuirea prognozelor înaintate, urmând ca în calculul venitului reglementat unitar - $VRU^{(x)}_{1, d, fr}$, cantitatea de gaze naturale - $Q^{(x)}_{1, d, fr}$ să se stabilească de comun acord cu operatorul.

Ținând cont de impactul pe care deschiderea pieței interne, schimbarea metodologiilor de tarifare și procesul de privatizare al principalelor companii de distribuție îl produc, pentru activitatea de distribuție, respectiv de furnizare reglementată, venitul reglementat unitar - $VRU^{(1)}_{1, d, fr}$ stabilit pentru prima perioadă de reglementare va fi recalculat în situația în care diferența între cantitatea estimată $Q^{(1)}_{1, d, fr}$ și cea efectiv distribuită, respectiv furnizată în regim reglementat este substanțial diferită. Valoarea limitei de la care este permisă recalcularea venitului reglementat unitar - $VRU^{(1)}_{1, d, fr}$ va fi convenită cu fiecare operator în parte. Diferențele de venit reglementat unitar - $\Delta VRU^{(1)}_{1, d, fr}$ în plus vor fi recuperate de la operator, respectiv cele în minus vor fi recunoscute operatorului, odată cu ajustarea venitului reglementat unitar din anul următor al primei perioade de reglementare. Diferențele de venit reglementat unitar - $\Delta VRU^{(1)}_{1, d, fr}$ vor fi calculate pentru întreaga diferență dintre cantitățile prognozate și

cele efectiv realizate. Pentru perioadele de reglementare ulterioare ($x \geq 2$), ANRGN nu va accepta recalculări ale venitului reglementat unitar - $VRU_i^{(x), d, fr}$.

Referitor la art. 36 Sporul de eficiență economică realizat anual în perioada de reglementare este calculat ca diferență între nivelul costurilor de operare (OPEX) aflate sub controlul operatorului, permis de ANRGN în respectivul an al perioadei de reglementare și nivelul costurilor efectiv realizate de operator în același an.

Referitor la art. 37 Analiza sporurilor anuale de eficiență economică se face de către ANRGN, pe baza informațiilor puse la dispoziția sa de către operator, în vederea identificării surselor din care provin aceste câștiguri : creșterea performanțelor manageriale ale operatorului sau reduceri de costuri datorate unor factori externi (reduceri de taxe, impozite, contribuții, scutiri sau amânări la plată, altele asemenea) .

Referitor la art. 38 Sporurile anuale de eficiență economică ce rezultă din creșterea performanțelor manageriale ale operatorului vor fi păstrate de operator pentru o perioadă de 5 ani, începând cu anul în care au fost obținute. Orice alte câștiguri de eficiență vor fi trecute consumatorilor la începutul perioadei de reglementare imediat următoare anului în care acestea au fost obținute.

Referitor la art. 40 Cantitățile ce sunt luate în calcul sunt cele destinate exclusiv furnizării în regim reglementat.

La calculul sumei fixe unitare, costurile aferente gazelor naturale din depozite, ca marfă, sunt incluse în costurile generale de achiziție a gazelor naturale din import sau din intern, în funcție de originea lor.

Cantitățile de gaze naturale transportate se referă atât la cantitățile de gaze naturale ce sunt transportate direct (fără a mai fi înmagazinate) de la producători sau din import la utilizatori, cât și la cantitățile transportate pentru aceștia, provenind din depozitele subterane.

Termenii formulei generale de calcul a CUG^{fr} se determină astfel:

- costul gazelor naturale din import :

$$Q_{imp}^{fr} * P_{imp} = \sum_{v=1}^r (q_v^{fr_{imp}} * p_{v_{imp}})$$

unde:

$q_v^{fr_{imp}}$ - cantitatea de gaze naturale din import provenind din contractul de import (v), destinată furnizării reglementate, fie că aceste cantități sunt livrate direct utilizatorilor, pe măsură ce sunt importate, fie că sunt extrase dintr-un depozit de înmagazinare subterană în care au fost stocate anterior livrării;

$p_{v_{imp}}$ – prețul unitar, exprimat în lei/1000 mc, aferent fiecărei cantități $q_v^{fr_{imp}}$.

Prețul unitar $p_{v_{imp}}$ luat în calcul la determinarea costului gazelor naturale din import este considerat în condiții de livrare DAF România, cu toate taxele și comisioanele vamale, precum și comisionul importatorului, incluse.

Costul transportului pe parcursul extern, precum și orice alte taxe, alte obligații legale și/sau alte costuri de orice natură implicate de acest transport sunt considerate incluse în prețul de import.

Costul transportului pe parcursul intern, precum și orice alte taxe, alte obligații legale și/sau alte costuri de orice natură implicate de acest transport nu sunt considerate incluse în prețul unitar $p_{v_{imp}}$ și sunt recunoscute în măsura în care există obligația legală de plată a acestora și/sau sunt realizate în mod prudent și rezonabil.

- costul gazelor naturale din producția internă :

$$Q_{int}^{fr} * P_{int} = \sum_{w=1}^l (q_w^{fr_{int}} * p_{w_{int}})$$

unde:

$q_w^{fr_{int}}$ - cantitatea de gaze naturale din producția internă provenind din contractul (w), destinată furnizării reglementate, fie că aceste cantități sunt livrate direct utilizatorilor, pe măsură ce producătorii le injectează în sistemul național de transport, fie că sunt extrase dintr-un depozit de înmagazinare subterană în care au fost stocate anterior livrării;

$p_{w_{int}}$ – prețul unitar, exprimat în lei/1000 mc, aferent fiecărei cantități $q_w^{fr_{int}}$.

Prețul unitar $p_{w_{int}}$ luat în calcul la determinarea costului gazelor naturale din producția internă este considerat la robinetul de ieșire din stația/panoul de măsurare al producătorului.

Costul transportului în perimetrul de exploatare și/sau între acestea, precum și orice alte taxe, alte obligații legale și/sau alte costuri de orice natură implicate de acest transport, inclusiv uscarea, tratarea și/sau comprimarea gazelor naturale, precum și/sau orice alte operațiuni efectuate de producător pentru sau în legătură cu producția și livrarea acestora până la robinetul de ieșire din stația/panoul de măsurare al producătorului, sunt considerate incluse în preț.

Costul transportului de la stația/panoul de măsurare al producătorului până la robinetul de ieșire din stația de reglare-măsurare-predare la consumator/operatorul de distribuție, precum și orice alte taxe, alte obligații legale și/sau alte costuri de orice natură implicate de acest transport nu sunt considerate incluse în prețul unitar $p_{w_{int}}$ și sunt recunoscute în măsura în care există obligația legală de plată a acestora și/sau sunt realizate în mod prudent și rezonabil.

- impozitul pentru gazele naturale din producția internă :

$$Q^{fr_{int}} * IMP = IMP * \sum_{w=1}^l q_w^{fr_{int}}$$

unde:

IMP – impozitul pentru gazele naturale din producția internă, stabilit conform reglementărilor legale în vigoare;

$q_w^{fr_{int}}$ - cantitatea de gaze naturale din producția internă provenind din contractul (w), destinată furnizării reglementate, fie că aceste cantități sunt livrate direct utilizatorilor, pe măsură ce producătorii le injectează în sistemul național de transport, fie că sunt extrase dintr-un depozit de înmagazinare subterană în care au fost stocate anterior livrării.

- costul transportului gazelor naturale, destinate a fi furnizate în regim reglementat :

$$Q^{fr_t} * T_t = \sum_{v=1}^r (q_v^{fr_{imp}} * T_t^{(v)}) + \sum_{w=1}^l (q_w^{fr_{int}} * T_t^{(w)})$$

unde:

$T_t^{(v)}$, $T_t^{(w)}$ – tarifele reglementate pentru serviciile de transport, corespunzător cantităților de gaze naturale din import $q_v^{fr_{imp}}$, respectiv din producția internă $q_w^{fr_{int}}$ estimate a fi transportate;

$q_v^{fr_{imp}}$ - cantitatea de gaze naturale din import provenind din contractul de import (v), destinată furnizării reglementate, fie că aceste cantități sunt livrate direct utilizatorilor, pe măsură ce sunt importate, fie că sunt extrase dintr-un depozit de înmagazinare subterană în care au fost stocate anterior livrării;

$q_w^{fr_{int}}$ - cantitatea de gaze naturale din producția internă provenind din contractul (w), destinată furnizării reglementate, fie că aceste cantități sunt livrate direct utilizatorilor, pe măsură ce producătorii le injectează în sistemul național de transport, fie că sunt extrase dintr-un depozit de înmagazinare subterană în care au fost stocate anterior livrării.

- costul serviciilor de înmagazinare a gazelor naturale, destinate a fi furnizate în regim reglementat

$$Q_{ds}^{fr} * (T_t + T_{ds}) = \sum_{v=1}^r \% q_v^{fr_{imp}} * (T_t^{(v)} + T_{ds}^{(v)}) + \sum_{w=1}^l \% q_w^{fr_{int}} * (T_t^{(w)} + T_{ds}^{(w)})$$

unde :

$T_t^{(v)}$, $T_{ds}^{(v)}$, $T_t^{(w)}$, $T_{ds}^{(w)}$ - tarifele reglementate pentru serviciile de transport și pentru serviciile de înmagazinare subterană, corespunzătoare transportului și înmagazinării unei părți din cantitățile de gaze naturale din import $q_v^{fr_{imp}}$, respectiv din producția internă $q_w^{fr_{int}}$, estimate a fi transportate din import și de la producător până la depozitele subterane și înmagazinate;

$\% q_v^{fr_{imp}}$ - cotă parte din cantitatea de gaze naturale din import provenind din contractul de import (v), destinată furnizării reglementate, estimată a fi stocată în depozitele de înmagazinare subterană;

$\% q_w^{fr_{int}}$ - cotă parte din cantitatea de gaze naturale din producția internă provenind din contractul (w), destinată furnizării reglementate, estimată a fi stocată în depozitele de înmagazinare subterană.

Suma fixă unitară - CUG^{fr} , stabilită la începutul fiecărui an al perioadei de reglementare pentru acoperirea costurilor legate de achiziția gazelor naturale, va fi recalculată de ANRGN pe parcursul anului, în situația în care modificări ale prețurilor gazelor naturale din producția internă sau din import, respectiv ale tarifelor reglementate, induc o variație mai mare de +/- 5% a sumei fixe unitare - CUG^{fr} .

Referitor la art. 42 Cantitățile de gaze naturale Q_{imp}^{fr} - cantitatea anuală de gaze naturale din import și, respectiv, Q_{int}^{fr} - cantitatea anuală de gaze naturale din producția internă, sunt cantitățile ce urmează a fi furnizate consumatorilor finali, măsurate la consumator, respectiv fără consumurile tehnologice ale furnizorului. Suma cantităților din import și din intern ($Q_{imp}^{fr} + Q_{int}^{fr}$) va fi egală cu $Q_1^{(x) fr}$ - cantitatea de gaze naturale estimată a fi furnizată în regim reglementat, măsurată la consumator, respectiv fără a fi incluse consumurile tehnologice ale operatorului (vezi art. 34 și art.47).

$$Q_1^{fr} = Q_{imp}^{fr} + Q_{int}^{fr}$$

Referitor la art. 44, art. 45, art. 46 și art.47 Venitul reglementat este ajustat anual, pentru fiecare an al oricărei perioade de reglementare, cu excepția primului an ($i = 1$), cu o formulă generală de tipul :

$$VR_i^{t, ds, d, fr} = VR_{i-1}^{t, ds, d, fr} * (1 + RI - X^{t, ds, d, fr})$$

unde :

$VR_i^{t, ds, d, fr}$ - venitul reglementat în anul „i” al oricărei perioade de reglementare;

$VR_{i-1}^{t, ds, d, fr}$ - venitul reglementat în anul „i-1” al oricărei perioade de reglementare;

RI - rata inflației estimată pentru anul „i”, utilizată la fundamentarea bugetului de stat;

$X^{t, ds, d, fr}$ - rata de creștere a eficienței economice a activității, stabilită la începutul perioadei de reglementare distinct pentru fiecare activitate și pentru fiecare operator. În prima perioadă de reglementare, valoarea $X^{t, ds, d, fr} = 0$ pentru toți operatorii.

- în cazul activității de transport, respectiv de înmagazinare subterană, ajustarea se realizează la nivelul *venitului reglementat total* aferent activității de transport, respectiv de înmagazinare subterană, cu următoarea formulă :

$$VRT_i^{t, ds} = VRT_{i-1}^{t, ds} * (1 + RI - X^{t, ds})$$

unde:

$VRT_i^{t, ds}$ – venitul reglementat total în anul „i” al oricărei perioade de reglementare, pentru activitatea de transport, respectiv de înmagazinare subterană;

$VRT_{i-1}^{t, ds}$ – venitul reglementat total în anul „i-1” al oricărei perioade de reglementare, pentru activitatea de transport, respectiv de înmagazinare subterană;

RI – rata inflației estimată pentru anul „i”, utilizată la fundamentarea bugetului de stat;

$X^{t, ds}$ – rata de creștere a eficienței economice a activității de transport, respectiv de înmagazinare subterană, stabilită la începutul perioadei de reglementare distinct pentru fiecare activitate și pentru fiecare operator. În prima perioadă de reglementare, valoarea $X^{t, ds} = 0$ pentru toți operatorii.

- în cazul activității de distribuție, respectiv de furnizare reglementată, ajustarea se realizează la nivelul *venitului reglementat unitar* aferent activității de distribuție, respectiv de furnizare reglementată, cu următoarea formulă :

$$VRU_i^{d, fr} = VRU_{i-1}^{d, fr} * (1 + RI - X^{d, fr}) * (EGC^{d, fr})$$

unde:

$VRU_i^{d, fr}$ – venitul reglementat unitar în anul „i” al perioadei de reglementare, pentru activitatea de distribuție, respectiv de furnizare reglementată;

$VRU_{i-1}^{d, fr}$ - venitul reglementat unitar în anul „i-1” al perioadei de reglementare, pentru activitatea de distribuție, respectiv de furnizare reglementată;

RI – rata inflației estimată pentru anul „i”, utilizată la fundamentarea bugetului de stat;

$X^{d, fr}$ – rata de creștere a eficienței economice a activității de distribuție, respectiv de furnizare reglementată, stabilită la începutul perioadei de reglementare distinct pentru fiecare activitate și pentru fiecare operator. În prima perioadă de reglementare, valoarea $X^{d, fr} = 0$ pentru toți operatorii.

$EGC^{d, fr}$ - formulă de ajustare a venitului reglementat unitar în anul „i”, prin care se cuantifică influența unor elemente generatoare de costuri pentru activitatea de distribuție. Formula se determină individualizat pentru fiecare operator, pe bază statistică, la începutul perioadei de reglementare, conform art. 133 și art. 134 din Metodologie

Venitul anual aferent fiecărui an al perioadei de reglementare, cu excepția primului an „i = 1”, se determină cu următoarele formule :

- în cazul activității de transport, respectiv de înmagazinare subterană:

$$VT_i^{t, ds} = (VRT_i^{t, ds} + CS_i^{t, ds}) + CE_{i-1}^{t, ds} + \Delta DP_i^{t, ds} \\ + \Delta CS_{i-1}^{t, ds} + \Delta VRT_{i-1}^{t, ds} + \Delta INV_{i-1}^{t, ds}$$

unde :

$VT_i^{t, ds}$ – venitul total în anul „i” al oricărei perioade de reglementare, pentru activitatea de transport, respectiv de înmagazinare subterană;

$VRT_i^{t, ds}$ – venitul reglementat total în anul „i” al oricărei perioade de reglementare, pentru activitatea de transport, respectiv de înmagazinare subterană

$CS_i^{t, ds}$ – costurile preluate direct în anul „i” se adaugă venitului reglementat total, conform art. 34, alin. 1 și 2 din Metodologie;

$CE_{i-1}^{t, ds}$ – costuri neprevăzute, în anul „i-1”, datorate apariției unor factori imprevizibili, externi și în afara controlului operatorului, explicitate în art. 131;

$\Delta DP_i^{t, ds}$ – diferența dintre valoarea maximă recunoscută de ANRGN în costurile operatorului, pentru plata unor despăgubiri, penalități sau altele asemenea rezultând din standardul de performanță al activității și cea recunoscută pentru anul „i-1”. Costurile de această natură se includ în formula de calcul a venitului de bază și în formulele de ajustare anuale, după elaborarea standardelor de performanță specifice. La determinarea valorii $\Delta DP_i^{t, ds}$, vor fi considerate costurile de această natură incluse în *venitul de bază*, ajustate anual prin formula $(1+RI-x)$ și costurile estimate pentru anul „i”, având în vedere stimularea operatorilor în reducerea anuală a acestei categorii de costuri. Valoarea procentului de reducere anuală a sumelor recunoscute de către ANRGN cu titlul de despăgubiri, penalități sau altele asemenea, rezultând din standardul de performanță al activității, se stabilește la începutul perioadelor de reglementare.

$\Delta CS_{i-1}^{t, ds}$ – diferența dintre costurile preluate direct, incluse în venitul total în anul „i-1” și cele efectiv realizate în același an, conform celor explicitate în art. 132;

$\Delta VRT_{i-1}^{t, ds}$ – componentă de corecție a venitului reglementat total, calculată ca diferență dintre venitul reglementat total în anul „i-1” și cel efectiv realizat în același an, ajustată cu rata reglementată a rentabilității capitalului, pe baza formulei :

$$\Delta VRT_{i-1}^t = (1+RoR) \times (VRT_{i-1}^t - V_{realizat})$$

$\Delta INV_{i-1}^{t, ds}$ – componentă de corecție pentru capitalul investit în anul „i-1”, calculată conform Metodologiei și metodologiilor de evaluare aprobate de ANRGN, publicate la începutul fiecărei perioade de reglementare.

- în cazul activității de distribuție, respectiv de furnizare reglementată

$$VU_i^{d, fr} = (VRU_i^{d, fr} + CSU_i^{d, fr} + CUG_i^{fr}) + CEU_i^{d, fr} + ADPU_i^{d, fr} \\ + \Delta CSU_{i-1}^{d, fr} + [\Delta INVU_{i-1}^{d, fr}] + [\Delta CUG_{i-1}^{fr}]$$

unde :

$VU_i^{d, fr}$ – venitul unitar în anul „i” al perioadei de reglementare, pentru activitatea de distribuție, respectiv de furnizare reglementată;

$VRU_i^{d, fr}$ – venitul reglementat unitar în anul „i” al perioadei de reglementare, pentru activitatea de distribuție, respectiv de furnizare reglementată;

$CSU_i^{d, fr}$ – costurile unitare preluate direct în anul „i” se adaugă venitului reglementat unitar, conform art. 34, alin. 1 și 2 din Metodologie;

CUG_i^{fr} - suma fixă unitară pentru acoperirea costurilor legate de achiziția gazelor naturale, inclusiv serviciile aferente și impozitul pentru gazele naturale din producția internă, destinate revânzării în cadrul activității de furnizare reglementată, în anul „i”. Acest element este utilizat numai în formula venitului anual aferent activității de furnizare reglementată. Pentru activitatea de distribuție, acest termen nu se aplică.

$CEU_i^{d, fr}$ – costuri unitare neprevăzute, realizate în anul „i-1”, datorate apariției unor factori imprevizibili, externi și în afara controlului operatorului, explicitate în art. 131. Costurile unitare neprevăzute se calculează cu formula :

$$CEU_i^{d, fr} = CE_{i-1}^{d, fr} / Q_i^{d, fr} \times (1 + RoR^{d, fr})$$

unde :

$CE_{i-1}^{d, fr}$ – costuri totale neprevăzute, realizate în anul „i-1” din activitatea de distribuție, respectiv de furnizare reglementată;

$Q_i^{d, fr}$ – cantitatea de gaze naturale ce urmează a fi distribuită, respectiv furnizată în mod reglementat în anul „i”;

$RoR^{d, fr}$ – rata reglementată a rentabilității capitalului în perioada de reglementare, pentru activitatea de distribuție, respectiv de furnizare reglementată.

$\Delta DPU_i^{d, fr}$ – diferența unitară dintre valoarea maximă recunoscută de ANRGN în costurile unitare ale operatorului pentru plata unor despăgubiri, penalități sau altele asemenea rezultând din standardul de performanță în anul „i” și cea recunoscută pentru anul „i-1”. Costurile de această natură se includ în formula de calcul a venitului de bază și în formulele de ajustare anuale, după elaborarea standardelor de performanță specifice. La determinarea valorii unitare $\Delta DPU_i^{d, fr}$, vor fi considerate costurile de această natură incluse în *venitul de bază*, ajustate anual prin formula $(1+RI-x)$ și costurile estimate pentru anul „i”, având în vedere stimularea operatorilor în reducerea anuală a acestei categorii de costuri. Valoarea procentului de reducere anuală a sumelor recunoscute de către ANRGN cu titlul de despăgubiri, penalități sau altele asemenea, rezultând din standardul de performanță al activității, se stabilește la începutul perioadelor de reglementare.

$\Delta CSU_{i-1}^{d, fr}$ – diferența dintre costurile unitare preluate direct, incluse în venitul total în anul „i-1” și cele efectiv realizate în același an, conform celor explicitate în art. 132. Costurile unitare preluate direct se determină cu formula :

$$\Delta CSU_{i-1}^{d, fr} = (1 + RoR^{d, fr}) \cdot \frac{(CSU_{i-1}^{d, fr} - CSU_{i-1, actual}^{d, fr}) \cdot Q_{i-1, actual}^{d, fr}}{Q_i^{d, fr}}$$

unde:

$CSU_{i-1}^{d, fr}$ - costurile unitare preluate direct estimate pentru anul „i-1” din activitatea de distribuție, respectiv furnizare reglementată;

$CSU_{i-1, actual}^{d, fr}$ - costurile unitare preluate direct efectiv realizate în anul „i-1” din activitatea de distribuție, respectiv furnizare reglementată;

$Q_{i-1, actual}^{d, fr}$ - cantitatea de gaze naturale efectiv distribuită, respectiv furnizată în anul „i-1”;

$Q_i^{d, fr}$ - cantitatea de gaze naturale estimată a fi distribuită, respectiv furnizată în anul „i”;

$RoR^{d, fr}$ - rata reglementată a rentabilității capitalului în perioada de reglementare.

$\Delta INVU_{i-1}^d$ – componentă unitară de corecție pentru capitalul investit în anul „i-1”, pentru înlocuirea imobilizărilor corporale amortizate integral conform regulilor privind amortizarea reglementată, aflate în funcțiune la 31 decembrie 2004. Acest element de corecție este utilizat numai în formula de ajustare a venitului anual aferent activității de distribuție. Pentru primul an „i=1” al fiecărei perioade de reglementare, termenul $\Delta INVU_{i-1}^d = 0$. Pentru activitatea de furnizare reglementată, acest termen de corecție nu se determină. Formula de calcul a termenului este următoarea:

$$\Delta INVU_{i-1}^d = \frac{\left(\frac{1}{n} + RoR^d\right) \cdot \sum_{j=1}^{i-1} INV_j \cdot \prod_{k=j}^{i-1} (1 + RI_{k+1})}{Q_i^d}$$

unde :

INV_j^d - valoarea totală a investițiilor în sistemul de distribuție puse în funcțiune în anul „j”, pentru înlocuirea imobilizărilor corporale amortizate integral (conform regulilor privind amortizarea reglementată), aflate în funcțiune la 31 decembrie 2004. Valoarea anuală a imobilizărilor corporale puse în funcțiune se determină conform metodologiilor de evaluare aprobate de ANRGN, publicate la începutul

fiecărei perioade de reglementare. De asemenea, în acest termen se includ investițiile realizate în anul „i-1” în imobilizări corporale și necorporale supuse amortizării ce nu țin de extinderea sistemului de distribuție;

RoR^d - valoarea ratei reglementate a rentabilității capitalului pentru activitatea de distribuție în perioada de reglementare;

n – durata reglementată de amortizare a imobilizărilor corporale INV^d_j ;

RI_{k+1} – rata inflației în anul următor celui în care investițiile INV^d_j sunt puse în funcțiune;

Q_i^d – cantitatea de gaze naturale estimată a fi distribuită în anul „i” al perioadei de reglementare.

ΔCUG_{i-1}^{fr} - componentă unitară de corecție pentru diferența dintre suma fixă unitară recunoscută de ANRGN pentru acoperirea costurilor legate de achiziția gazelor naturale, inclusiv serviciile aferente și impozitul pentru gazele naturale din producția internă, destinate revânzării în cadrul activității de furnizare reglementată, în anul „i-1” și costurile efectiv realizate în același an. Acest element este utilizat numai în formula venitului anual aferent activității de furnizare reglementată. Pentru activitatea de distribuție, acest termen nu se aplică. Determinarea acestei valori se face cu următoarea formulă :

$$\Delta CUG_{i-1}^{fr} = (1 + RoR^{fr}) \cdot (1 + RI_i) \cdot \frac{(CUG_{i-1,realizat}^{fr} - CUG_{i-1}^{fr})}{Q_i^{fr}}$$

unde:

$CUG_{i-1}^{fr,realizat}$ – costurile totale efectiv realizate, legate de achiziția gazelor naturale, inclusiv serviciile aferente și impozitul pentru gazele naturale din producția internă, destinate revânzării în cadrul activității de furnizare reglementată, în anul „i-1”. Evaluarea acestor costuri se face de către ANRGN, pe baza contractelor efective derulate de operator și a balanței de gaze realizată din activitatea de furnizare reglementată. ANRGN are dreptul să ceară toate contractele derulate de operator, indiferent de destinația gazelor achiziționate și are dreptul să respingă orice cost (art. 101 și 102 din Metodologie) care nu a fost realizat într-o manieră prudentă, ținând cont de situația pieței la momentul încheierii contractelor.

CUG_{i-1}^{fr} - costurile totale legate de achiziția gazelor naturale, inclusiv serviciile aferente și impozitul pentru gazele naturale din producția internă, destinate revânzării în cadrul activității de furnizare reglementată, pe baza cărora a fost determinată suma fixă unitară inclusă în venitul total unitar al anului „i-1”.

RoR^{fr} - valoarea ratei reglementate a rentabilității capitalului pentru activitatea de furnizare reglementată în perioada de reglementare

Q_i^{fr} - cantitatea de gaze naturale estimată a fi furnizată în regim reglementat, în anul „i” al perioadei de reglementare.

Fundamentarea cantităților estimate a fi distribuite, respectiv furnizate în regim reglementat - $Q_i^{d,fr}$ se realizează de către operatorul care realizează distribuția, respectiv furnizarea reglementată. ANRGN are dreptul să ceară sau să propună revizuirea prognozelor înaintate, urmând ca în calculul venitului unitar în anul „i” - $VU_i^{d,fr}$ cantitatea de gaze naturale $Q_i^{d,fr}$ să se stabilească de comun acord cu operatorul.

Ținând cont de impactul pe care deschiderea pieței interne, schimbarea metodologiilor de tarificare și procesul de privatizare al principalelor companii de distribuție îl produc, pentru activitatea de furnizare reglementată, venitul reglementat unitar - $VRU_i^{(1),d,fr}$ stabilit pentru prima perioadă de reglementare va fi recalculat în situația în care diferența între cantitatea estimată $Q_i^{(1),d,fr}$ și cea efectiv furnizată în

regim reglementat este substanțial diferită. Valoarea limitei de la care este permisă recalcularea venitului reglementat unitar - $VRU_i^{(1), d, fr}$ va fi convenită cu fiecare operator în parte. Diferențele de venit reglementat unitar - $\Delta VRU_i^{(1), d, fr}$ în plus vor fi recuperate de la operator, respectiv cele în minus vor fi recunoscute operatorului, odată cu ajustarea venitului reglementat unitar din anul următor al primei perioade de reglementare. Diferențele de venit reglementat unitar - $\Delta VRU_i^{(1), d, fr}$ vor fi calculate pentru întreaga diferență dintre cantitățile prognozate și cele efectiv realizate. Pentru perioadele de reglementare ulterioare ($x \geq 2$), ANRGN nu va accepta recalculări ale venitului reglementat unitar - $VRU_i^{(x), d, fr}$.

La ajustarea venitului reglementat în perioada de reglementare, valoarea capitalului de lucru recunoscută în cheltuielile de capital ale operatorului la începutul perioadei de reglementare, va fi ajustată cu valoarea provizioanelor constituite pentru riscul de neîncasare a creanțelor comerciale, în limita creanțelor comerciale ce au depășit termenul de prescriere și care, cu toate eforturile managementului operatorilor, nu au putut fi recuperate din motive obiective, datorită prescrierii lor sau falimentului clientului în baza unei decizii judecătorești rămasă definitivă și irevocabilă.

Capitolul VI Evidențele contabile reglementate

Subsecțiunea 2.2 Alocarea costurilor în costuri operaționale (OPEX) și costuri de capital (CAPEX)

Referitor la art. 72 Cheltuielile de operare estimate pentru anul de bază vor fi evaluate ținând cont de :

- cheltuielile de operare înregistrate în anii anteriori;
- evoluția elementelor de cost (materiale, salarii, energie, servicii, etc) sectorial și pe ansamblul economiei;
- creșterea productivității muncii și a eficienței operatorului;
- dezvoltarea activității reglementate;

Referitor la art. 72, lit. c) Consumul tehnologic include toate consumurile operatorului, de orice natură, inclusiv pierderile, diferențele de măsurare și consumurile pentru uzul propriu, în limitele aprobate de ANRGN.

Referitor la art. 72, lit. d) În cheltuielile cu personalul vor fi incluse și costurile pentru plăți compensatorii datorate salariaților, ca urmare a restructurării activității operatorilor și concedierilor colective, numai în situația în care obiectivele de creștere a eficienței economice a activității, stabilite de către ANRGN la începutul perioadei de reglementare prin termenul X al formulelor de ajustare anuală, impun astfel de măsuri. În situația în care, prin aplicarea unor măsuri de restructurare a activității operatorilor și concedierilor colective, operatorii obțin rate de creștere a eficienței activității economice superioare obiectivelor impuse de ANRGN prin termenul X al formulelor de ajustare anuală, astfel de costuri vor fi recunoscute numai în limita necesară atingerii obiectivelor de eficiență economică impuse de ANRGN.

Referitor la art. 74, alin. 2, pct. a) Dobânzile, comisioanele bancare și diferențele de curs valutar, aferente creditelor pentru finanțarea imobilizărilor corporale și necorporale puse în funcțiune, sunt recunoscute în CAPEX dacă creditele pentru care acestea sunt plătite finanțează construcția unor active până la punerea acestora în funcțiune. Aceste sume pot fi incluse în valoarea contabilă a

activului sau pot fi evidențiate separat și capitalizate, pentru a fi incluse în valoarea bazei de active reglementate RAB, la începutul perioadelor de reglementare.

Referitor la art. 74, alin. 2, pct. b) Capitalul de lucru se determină pentru fiecare operator și se adaugă la valoarea RABo implicit, calculat pentru prima perioadă de reglementare. Din cea de a doua și următoarele perioade de reglementare, valoarea RAB va include și capitalul de lucru. Capitalul de lucru recunoscut de ANRGN se referă la capitalul de lucru net, necesar operatorului pentru desfășurarea activității curente din perioada de reglementare, pentru o durată medie de 30 de zile calendaristice. Capitalul de lucru net admis se determină ca fiind a 12 parte din valoarea veniturilor totale ale operatorului, estimate a fi realizate din activitatea reglementată în primul an al perioadei de reglementare, exclusiv TVA. În cazul activității de furnizare reglementată, veniturile totale ale operatorului se calculează pe baza cantităților și a prețurilor reglementate (exclusiv TVA) estimate pentru furnizarea gazelor naturale către piața captivă în primul an al perioadei de reglementare. În situația în care operatorul care realizează furnizarea reglementată este integrat cu operatorul sistemului de distribuție, pentru calculul capitalului de lucru net aferent activității de furnizare reglementată, tariful de distribuție inclus în prețul final reglementat nu va fi luat în calcul, astfel încât veniturile totale aferente activității de furnizare reglementată să nu includă și veniturile corespunzătoare realizate din activitatea de distribuție, desfășurată concomitent cu activitatea de furnizare reglementată. Stabilirea valorii capitalului de lucru se face la începutul fiecărei perioade de reglementare, corecția între capitalul de lucru net estimat pentru perioada de reglementare și capitalul de lucru din perioada de reglementare anterioară inclus în RAB realizându-se prin termenul ΔCLP^n din formula de determinare a RAB explicitată în art. 116 din Metodologie.

În valoarea RAB vor fi incluse și provizioanele constituite pentru riscul de neîncasare a creanțelor comerciale rezultate din desfășurarea activității reglementate, care au depășit termenul legal de prescriere, precum și provizioanele constituite pentru refacerea mediului, în limita recunoscută la calculul impozitului pe profit, conform prevederilor legale.

Prin creanțe comerciale ce au depășit termenul de prescriere se înțeleg acele debite care, cu toate eforturile managementului operatorilor, nu au putut fi recuperate din motive obiective, datorită prescrierii lor sau falimentului clientului în baza unei decizii judecătorești rămasă definitivă și irevocabilă. De asemenea, acestea includ și toate costurile efectuate de operator pentru recuperarea acestora (ex. taxe de timbru, cheltuieli de judecată, altele asemenea.) Aceste cheltuieli se capitalizează și se includ în provizioanele constituite pentru riscul de neîncasare a creanțelor comerciale rezultate din desfășurarea activității reglementate. Pentru calculul amortizării reglementate, aceste provizioane se includ în Grupa 5 „Alte imobilizări corporale și necorporale” din anexa privind „Duratele reglementate pentru amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale”.

Secțiunea 5 Reguli privind calculul bazei de active reglementate (RAB)

Referitor la art. 107 Metoda de calcul a RAB implicit va fi utilizată pentru determinarea valorii bazei de active reglementate pentru :

- SNTGN Transgaz SA Mediaș, pentru determinarea valorii bazei de active reglementate aferente activității de transport;
- SNGN Romgaz SA Mediaș pentru determinarea valorii bazei de active reglementate aferente activității de înmagazinare subterană
- SC Distrigaz Nord SA Târgu Mureș și SC Distrigaz Sud SA București, pentru determinarea valorii bazei de active reglementate aferente activităților de distribuție și de furnizare reglementată

Metoda RAB implicit va fi utilizată pentru acești operatori numai pentru a determina valoarea bazei de active reglementate la începutul primei perioade de reglementare. Începând cu cea de a doua perioadă de reglementare, această metodă nu va mai fi utilizată, determinarea valorii bazei de active reglementate urmând regulile din Metodologie pentru toate perioadele de reglementare ulterioare.

Metoda de calcul a RAB prin reconstituirea valorii nete a bazei activelor reglementate se va aplica tuturor celorlalți operatori licențiați din sectorul gazelor naturale care desfășoară activități reglementate. Valoarea RAB care va fi luată în considerare la fundamentarea tarifelor și/sau prețurilor reglementate va reflecta valoarea netă a bazei de active reglementate rezultată în urma reconstituirii acesteia, corectată cu gradul de utilizare a respectivelor active la momentul reconstituirii în raport cu parametrii prevăzuți în proiectele de execuție înaintate ANRGN pentru autorizarea respectivelor sisteme. Diferența dintre valoarea RAB reconstituită și valoarea RAB inclusă în calculul tarifelor și/sau prețurilor reglementate la începutul perioadei de reglementare va fi luată în considerare pe măsura atingerii parametrilor proiectați ai sistemelor, în valoare actualizată, astfel încât să se asigure recuperarea integrală a capitalului investit.

Referitor la art. 110 Pentru activitatea de furnizare reglementată, valoarea inițială RABo, utilizată la calculul venitului de bază în primul an al primei perioade de reglementare, reflectă valoarea activelor aferente furnizării gazelor naturale pe piața consumatorilor ce vor rămâne în continuare captivi de drept. Valoarea RABo nu include activele aferente furnizării gazelor naturale pe piața consumatorilor eligibili.

Subsecțiunea 5.2 Metoda RAB implicit

Referitor la art. 116 Începând cu a doua perioadă de reglementare și pentru toate cele ce urmează acesteia, calculul valorii RAB la începutul perioadei de reglementare se realizează pe baza formulei din Metodologie.

Valoarea $(1+RI^c)$ din formula din Metodologie și care reprezintă rata cumulată a inflației în perioada de reglementare se calculează astfel :

$$(1+RI^c) = \prod_{i=2}^5 (1 + RI_{i,actual}^{n-1})$$

unde:

n = perioada de reglementare curentă

$RI_{i,actual}^{n-1}$ = rata inflației în anul i al perioadei de reglementare $n-1$

În termenul ΣD^{n-1} din formula din Metodologie, reprezentând valoarea cumulată a amortizării reglementate în perioada de reglementare „ $n-1$ ”, se include:

- amortizarea calculată pe baza valorii RAB la începutul perioadei de reglementare;
- amortizarea aferentă imobilizărilor corporale puse în funcțiune pe parcursul perioadei de reglementare „ $n-1$ ”, pentru înlocuirea imobilizărilor corporale amortizate integral, conform regulilor privind amortizarea reglementată, aflate în funcțiune la 31 decembrie 2004. Valoarea acestei amortizări este inclusă în formulele de corecție anuală a venitului reglementat (art. 44, art. 45 și art. 46 din Metodologie) prin termenul INV^d .
- amortizarea colectată suplimentar de operator, ca urmare a introducerii în formulele de ajustare anuală a venitului reglementat unitar a influenței elementelor generatoare de costuri.

Termenul CLPⁿ din formulă reprezintă corecția pentru capitalul de lucru net și pentru provizioanele pentru creanțele comerciale ieșite din termenul de prescriere și pentru provizioanele pentru refacerea mediului.

Pentru activitatea de furnizare reglementată, inclusiv în cazul furnizării de ultimă instanță, valoarea RAB aferentă acestei activități va fi ajustată la începutul fiecărei perioade de reglementare, ținând cont și de migrarea efectivă a consumatorilor dinspre piața reglementată spre piața liberă concurențială.

Referitor la art. 118, alin. (1), lit. b) Construirea registrului inițial al activelor reglementate pornește de la evidențele contabile ale operatorilor, așa cum sunt aceste active înregistrate la data de 31 decembrie 2004. Translatarea activelor din registrele contabile în registrele de evidență a bazei de active reglementate se va realiza după următoarele criterii :

a) imobilizări corporale ce vor fi înregistrate în evidența activelor reglementate cu valoare „zero”:

1. conductele de distribuție puse în funcțiune până la 1 ianuarie 1995, indiferent de valoarea contabilă rămasă;
2. conductele de distribuție aparținând terților, indiferent de vechimea acestora, aflate în exploatarea și întreținerea operatorilor la data de 31 decembrie 2004;

b) imobilizări corporale ce vor fi înregistrate în evidența activelor reglementate cu valoarea determinată prin multiplicarea valorii contabile rămase la 31 decembrie 2004 cu coeficientul calculat ca raport între 1/3 din valoarea RABo și valoarea contabilă rămasă la data de 31 decembrie 2004:

1. conductele de distribuție puse în funcțiune între 1 ianuarie 1995 și 1 ianuarie 2000;
2. imobilizările corporale și necorporale, altele decât conductele de distribuție, a căror durată normată de amortizare, conform reglementărilor contabile în vigoare, este mai mică de cinci ani inclusiv;

c) imobilizări corporale ce vor fi înregistrate în evidența activelor reglementate cu valoare determinată prin multiplicarea valorii contabile rămase la 31 decembrie 2004 cu coeficientul calculat ca raport între 2/3 din valoarea RABo și valoarea contabilă rămasă la data de 31 decembrie 2004:

1. conductele de distribuție puse în funcțiune după 1 ianuarie 2000;
2. imobilizări corporale și necorporale supuse amortizării, conform reglementărilor contabile în vigoare, altele decât cele menționate la punctul b) alineatul 2.

Capitolul VII Rata reglementată a rentabilității capitalului

Referitor la art. 120 Calculul WACC se face în termeni nominali, după impozitul pe profit. Transformarea WACC nominal, post-tax în RoR real, pretax se face cu următoarea formulă:

$$RoR = \frac{\frac{1+WACC}{1+\pi} - 1}{(1-T)} + \frac{T}{1-T} \left[\frac{1 - \left(\frac{1+\pi}{1+WACC} \right)^{nr} - \frac{nr}{nc} \cdot \frac{1}{WACC} \cdot \left(\frac{WACC-\pi}{1+\pi} \right) \cdot \left[1 - \frac{1}{(1+WACC)^{nc}} \right]}{nr - \frac{1+\pi}{WACC-\pi} \cdot \left[1 - \left(\frac{1+\pi}{1+WACC} \right)^{nr} \right]} \right]$$

unde :

RoR – rata reglementată a rentabilității capitalului, din formula de calcul a venitului de bază VBo;

WACC – costul mediu ponderat al capitalului, determinat în termeni nominali, după impozitare, calculat pe baza formulei de la art. 121 din Metodologie;

π – rata medie a inflației în perioada de reglementare;

T – rata impozitului pe profit în perioada de reglementare;

nr – durata reglementată de amortizare a imobilizărilor corporale și necorporale;

nc – durata contabilă de amortizare a imobilizărilor corporale și necorporale, potrivit legii contabilității.

Formula de transformare prezentată asigură echivalarea fluxului de numerar generat de activitatea reglementată pe perioada de amortizare a imobilizărilor corporale și necorporale, conform regulilor privind amortizarea reglementată, calculat în termeni nominali, după aplicarea impozitului pe profit, cu un flux de numerar echivalent, calculat în termeni reali, înainte de aplicarea impozitului pe profit. În formulă s-au cuantificat efectele generate de cele două perioade diferite de amortizare a imobilizărilor corporale și necorporale, respectiv duratele reglementate de amortizare și duratele fiscale de amortizare, astfel încât diferențele dintre cele două durate de amortizare să nu inducă diferențe în plus sau în minus în fluxul de numerar al operatorilor.

Capitolul VIII Factorii de ajustare a veniturilor reglementate

Referitor la art. 127 Valoarea ratei de creștere a eficienței economice se stabilește de către ANRGN, separat pentru fiecare operator ce desfășoară activități reglementate; aceasta va cuantifica potențialele economii de costuri ce pot fi realizate în mod concret de către fiecare operator, evaluate pe baza principiilor prevăzute la art. 128 (2) din Metodologie.

Valoarea ratei de creștere a eficienței economice - X din formulele de ajustare anuală a veniturilor reglementate se determină astfel încât să reflecte câștigurile de eficiență așteptate atât pentru cheltuielile de operare, cât și pentru cheltuielile de capital. În determinare factorului X se consideră valori ale inflației similare celor utilizate la calculul ratei reglementate a rentabilității capitalului, astfel încât suma totală a costurilor și suma totală a veniturilor din perioada de reglementare să fie egale în valori prezente, în termeni nominali înainte de impozitare.

În cazul în care inflația efectivă este diferită de valorile estimate ale inflației considerate la determinarea valorii ratei de creștere a eficienței economice X, diferențele se includ în termenul de ajustare pentru costurile neprevăzute - $CE^{t, ds}_i$, respectiv $CEU^{d, fr}_i$.

Referitor la art. 131, alin. (2) Costurile unitare neprevăzute $CEU_i^{d, fr}$ care corectează venitul unitar în anul „i” al perioadei de reglementare se determină pe baza următoarei formule :

$$CEU_i^{d, fr} = (1 + RoR) * CE_{i-1, actual}^{d, fr} / Q_i^{d, fr}$$

unde :

$CEU_i^{d, fr}$ – valoarea unitară a elementului de corecție a *venitului unitar* în anul „i” pentru activitatea de distribuție, respectiv pentru activitatea de furnizare reglementată;

RoR – rata reglementată a rentabilității capitalului pentru perioada de reglementare pentru activitatea de distribuție, respectiv pentru activitatea de furnizare reglementată;

$CE_{i-1, actual}^{d, fr}$ – valoarea totală a costurilor neprevăzute realizate de operator în anul „i-1” din activitatea de distribuție, respectiv din activitatea de furnizare reglementată;

$Q_i^{d, fr}$ – cantitatea de gaze naturale estimată a fi distribuită, respectiv furnizată în regim reglementat, în anul „i” al perioadei de reglementare.

Referitor la art. 134 Formula elementelor generatoare de costuri (EGC) se stabilește de către ANRGN înainte de începutul fiecărei perioade de reglementare. Setul de indicatori ce vor fi utilizați în formula EGC se determină diferențiat, pentru activitatea de distribuție și pentru activitatea de furnizare reglementată. Valoarea coeficienților din formula EGC se stabilește pe baze individuale și este specifică fiecărui operator.

Începând cu cea de a doua și următoarele perioade de reglementare, formulele de ajustarea a veniturilor reglementate pe baza elementelor generatoare de costuri vor fi determinate în consultare cu fiecare operator, pe baza datelor statistice furnizate ANRGN de către acesta.

Referitor la art. 135, art. 136, art. 137 și art. 140 Componentele fixe pentru rezervarea capacității în sistemul de transport sau de distribuție - RC_{ti} , RC_{te} , RC_t , RC_d , din structura tarifelor de transport, respectiv de distribuție, exprimate în lei/1000 mc/h, respectiv în lei/mc/h, reprezintă suma pe care un utilizator al sistemului trebuie să o plătească operatorului de sistem pentru a avea rezervată o capacitate de 1000 mc (în cazul sistemelor de transport), respectiv de un mc (în cazul sistemelor de distribuție) în orice oră dintr-un interval continuu de 365 de zile calendaristice.

Referitor la art. 143 Fundamentările de stabilire a venitului de bază, precum și propunerile de prețuri și/sau tarife reglementate se înaintează ANRGN de către operatorii licențiați.

- Datele și informațiile pentru susținerea elementelor de fundamentare se referă în principal la :
 - capacitățile rezervate și volumele vehiculate prin sistemul de transport, respectiv prin sistemul de distribuție, capacitățile rezervate și volumele injectate, stocate și extrase în și din depozitele subterane;
 - portofoliul de contracte de achiziție a gazelor naturale din producția internă și din import respectiv pentru serviciile de transport, înmagazinare subterană și/sau de distribuție;
 - structura de clienți/consumatori, cu prezentarea caracteristicilor specifice fiecărei categorii (factori de sarcină, consum anual, vârfuri de consum, etc.);

Aceste elemente se vor referi atât la realizările din ultimele 6 luni calendaristice anterioare depunerii fundamentărilor, cât și la estimările operatorului pentru fiecare an al perioadei de

reglementare. Totodată, vor fi explicate premisele considerate la estimarea fiecăruia din elementele de fundamentare prognozate.

- Evidențele contabile reglementate ECR se referă la:
 - ECR - realizări pentru ultimul an de activitate anterior perioadei de reglementare;
 - ECR - estimare a elementelor cuprinse în ECR pentru anul de bază, împreună cu o prezentare a premiselor considerate la estimarea fiecăruia dintre ele;
 - propunerea operatorului de alocare a costurilor, pentru calculul prețurilor și/sau tarifelor
- Propunerile privind rata de creștere a eficienței economice se referă la aprecierea de către operator a valorii factorului X din formulele de ajustare. Totodată, operatorul poate propune ANRGN o formulă de cuantificare a influențelor elementelor generatoare de costuri (formula EGC), cu explicarea mecanismului de determinare.
- Propunerile de prețuri și/sau tarife reglementate vor reflecta structura de prețuri și/sau tarife estimată de către operator, având în vedere venitul de bază și costurile preluate direct fundamentate de operator.

Referitor la art. 144 Pe baza elementelor prezentate, departamentele de specialitate vor analiza și evalua, împreună cu operatorul, propunerile înaintate, având dreptul să ceară lămuriri suplimentare.

În situația în care, pe baza informațiilor prezentate și a analizelor efectuate, departamentele de specialitate consideră necesară ajustarea elementelor de fundamentare, vor înainta operatorului propunerile de ajustare, astfel încât să se ajungă la un punct de vedere comun asupra :

- venitul de bază, costurilor preluate direct și elementelor de ajustare anuală a venitului reglementat;
- structurii de prețuri și/sau tarife și nivelului acestora.

Dacă nu se poate ajunge la un punct de vedere comun, departamentele de specialitate au dreptul să decidă asupra elementelor menționate, având obligația ca în raportul întocmit să explice motivele care stau la baza deciziilor luate.

EVALUARE

privind rata reglementată a rentabilității capitalului în prima perioadă de reglementare 2004—2007

În cursul anului 2003, ANRGN a elaborat o nouă metodologie pentru calculul prețurilor și al tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale. Aceste „Criterii și metodele pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale” au fost aprobate prin Decizia președintelui ANRGN nr. 1078/2003, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 40 din 19 ianuarie 2004.

Mecanismele de calcul al prețurilor și al tarifelor reglementate sunt de tipul «revenue-cap» pentru activitățile reglementate de înmagazinare subterană și de transport și de tip «price-cap» pentru activitățile reglementate de distribuție și de furnizare.

Fundamentarea venitului reglementat în primul an al perioadei de reglementare necesită evaluarea costurilor de operare și de capital implicate de desfășurarea activității reglementate.

Din acest punct de vedere, metodologia ANRGN urmărește asigurarea recuperării capitalurilor investite, inclusiv costurile de capital asociate, dacă acestea sunt realizate într-o manieră prudentă și într-o structură optimizată de finanțare.

Evaluarea costurilor de capital și determinarea ratei reglementate a rentabilității - RoR, recunoscută de ANRGN pentru fiecare activitate reglementată, utilizează metodologia costului mediu ponderat al capitalului (WACC). Determinarea WACC este făcută în termeni nominali, după impozitul pe profit, iar stabilirea RoR este în termeni reali, înainte de impozitul pe profit.

Echivalarea WACC (nominal, după impozitare) cu RoR (real, înainte de impozitare) a fost realizată pe baza unei formule de echivalare care asigură egalitatea dintre capitalul investit și fluxul de numerar (în valori prezente), disponibil pe perioada de amortizare reglementată a imobilizărilor corporale și necorporale, discountat cu valoarea WACC.

Deoarece companiile ce desfășoară activitățile reglementate în România nu sunt cotate pe piețele de capital, calculul WACC este realizat utilizând informațiile disponibile pentru alte companii utilizate drept comparatori. Aceste companii sunt selectate dintre cele cotate pe piețele internaționale și care desfășoară ca activitate principală activitatea reglementată, fiind în același timp sub un regim de reglementare similar celui din România.

Determinarea costului capitalului propriu pentru perioada de reglementare, (ca element de calcul al WACC), în termeni nominali, după impozitare, utilizează modelul de calcul a rentabilității unui activ pe piața de capital (CAPM).

Activele fără risc considerate sunt obligațiunile statului român, denumite în EURO, emise pe piața internațională, la care a fost adăugată **prima de risc pentru rata de schimb**.

Valoarea determinată a costului activelor fără risc, denumite în EURO, este de 5,98% și reprezintă așteptările pieței la momentul actual. Având în vedere că perioadele de reglementare încep la date diferite, valoarea determinată mai sus a fost corectată diferențiat pentru activitățile reglementate, în funcție de data începerii primului an al perioadei de reglementare, după cum urmează:

- în cazul activității de transport și de înmagazinare subterană – 6,4 %;
- în cazul activității de distribuție și de furnizare reglementată – 6,6 %.

Prima de risc pentru rata de schimb LEI/EURO a fost calculată ca raport între inflația estimată pentru România și cea estimată pentru zona Euro, în perioada 2004 – 2007. Sursele informațiilor privind prognozele de inflație sunt previziunile Institutului Român de Economie Mondială și Comisiei Economice Europene. Valorile primei de risc determinate pe baza celor menționate sunt:

- în cazul activității de transport și de înmagazinare subterană – 5,8 %;
- în cazul activității de distribuție și de furnizare reglementată – 5,3 %.

Sursa cotațiilor pe piețele internaționale a obligațiunilor statului român, denumite în EURO, a fost BLOOMBERG.

În consecință, **valorile activului fără risc, denominat în lei, în termeni nominali, înainte de impozitare, considerate la calculul WACC sunt:**

- **în cazul activității de transport și de înmagazinare subterană – 12,6 %;**
- **în cazul activității de distribuție și de furnizare reglementată – 12,2 %.**

Evaluarea nivelului β_U s-a realizat pe baza comparației cu companii de profil, cotate pe piețele internaționale de capital și aflate în condiții similare de reglementare. Pentru o cât mai corectă evaluare, au fost considerate atât companii de distribuție a gazelor naturale, cât și de distribuție a energiei electrice, astfel încât numărul de observații a valorilor să fie suficiente pentru a se putea estima nivelul β_U . Pe baza observațiilor efectuate a fost considerat un nivel $\beta_U = 0,530$ în cazul activităților de transport și înmagazinare subterană, respectiv un nivel $\beta_U = 0,680$ în cazul activităților de distribuție și furnizare reglementată.

Prima de risc a pieței (MRP), utilizată în determinarea costului capitalului propriu, este de 6,7% și a fost determinată ca medie aritmetică a diferențelor observate între valorile riscului pentru piețele dezvoltate și riscul obligațiunilor

guvernamentale cu termen de maturitate de 10 ani, emise în perioada 1900 – 2000, tranzacționate pe piețele respective.

Estimarea *costului datoriilor* pornește de la estimarea dobânzii pentru un activ fără risc, la care se adaugă prima pentru riscul de piață, observată pentru obligațiunile emise de companiile utilizate drept comparatori.

Ratingul de țară estimat pentru perioada următoare are la bază ratingurile și prognozele agențiilor consacrate (Standard and Poors, Moodys), fiind considerată îmbunătățirea acestuia la BBB-, de la BB+ cât este în prezent. *Având însă în vedere că, cel puțin la acest moment, ratingul obligațiunilor statului român este BB+, prima pentru riscul de piață al datoriilor a fost evaluat ca o primă compozită cu o structură de risc 50% BB+/50% BBB-. Valorile primei pentru riscul de piață al datoriilor, în funcție de datoriilor observată la comparatori, a fost considerată la:*

- *în cazul activității de transport și de înmagazinare subterană – 4,8 %;*
- *în cazul activității de distribuție și de furnizare reglementată – 4,7 %.*

Pentru prima perioadă de reglementare, este considerată o structură a capitalului, după cum urmează :

- în cazul activității de transport și de înmagazinare subterană, raportul D/CP este de 1/3
- în cazul activității de distribuție și de furnizare reglementată, raportul D/CP este de 3/7

Structura de capital prezentată mai sus este considerată ca fiind o țintă de atins pentru companiile ce activează pe piața internă, stimulent în optimizarea structurii capitalului și a costurilor de finanțare a acestuia.

Pe baza informații prezentate, ANRGN a calculat următoarele valori pentru WACC (nominal, după impozitare)

Elementul de calcul	Transport și înmagazinare subterană	Distribuție și furnizare reglementată
Activul fără risc	12,6 %	12,2 %
Impozitul pe profit	25 %	25 %
Raportul D/CP	1 / 3	3 / 7
Valoarea β_L	0,663	0,899
Valoarea MRP	6,7 %	6,7 %
Prima de risc a datoriilor	4,8 %	4,7 %
Costul capitalului propriu	17,0 %	18,2 %
Costul datoriilor	17,4 %	16,9 %
Valoare WACC (nominal, după impozitare)	16,0 %	16,6 %

Transformarea valorii WACC determinată mai sus în echivalent valoare RoR în termeni reali, înainte de impozitare s-a realizat cu următoarea formulă :

$$RoR = \frac{\frac{1+WACC}{1+\pi} - 1}{(1-T)} + \frac{T}{1-T} \left[\frac{1 - \left(\frac{1+\pi}{1+WACC}\right)^{nr} - \frac{nr}{nc} \cdot \frac{1}{WACC} \cdot \left(\frac{WACC-\pi}{1+\pi}\right) \cdot \left[1 - \frac{1}{(1+WACC)^{nc}}\right]}{nr - \frac{1+\pi}{WACC-\pi} \cdot \left[1 - \left(\frac{1+\pi}{1+WACC}\right)^{nr}\right]} \right]$$

Valoarea duratei reglementată de amortizare - nr , utilizată în formulă, este de 30 de ani în cazul activității de transport și de înmagazinare subterană, respectiv de 25 de ani în cazul activității de distribuție și de furnizare reglementată. Valoarea contabilă rămasă de amortizare - nc , utilizată în formulă, este de 10 de ani în cazul tuturor activităților. Valoarea estimată a ratei inflației, calculată ca medie geometrică pentru perioada iulie 2004 – decembrie 2007, este de 6,88 %.

Pe baza informațiilor prezentate, disponibile în acest moment, au rezultat următoarele valori al RoR :

- în cazul activității de transport și de înmagazinare subterană – 10,8 %
- în cazul activității de distribuție și de furnizare reglementată – 11,7 %

Evaluările ANRGN reflectă informațiile și estimările disponibile în acest moment, privind așteptările pieței în perioada aprilie 2004 – 2007. Pe măsură ce aceste evaluări se vor modifica, ANRGN va recalcula valorile WACC și RoR, astfel încât la data prezentării în Consiliul Consultativ și în Comitetul de Reglementare al ANRGN a raportului privind evaluarea venitului de bază în primul an al primei perioade de reglementare, valorile WACC și RoR să reflecte cele mai bune estimări disponibile privind așteptările pieței.

EVALUAREA

formulei elementelor generatoare de costuri – EGC în prima perioadă de reglementare 2004–2007

Pentru activitatea de distribuție și pentru activitatea de furnizare reglementată, în formulele de ajustare anuală a venitului unitar reglementat sunt incluse și formulele de cuantificare a influențelor determinate de elementele generatoare de costuri - EGC^{d,fr}.

Elementele generatoare de costuri - EGC^{d,fr}, reprezintă factorii externi operatorilor, care prin evoluția lor determină variații ale costurilor acestora, existând o legătură de cauzalitate directă, continuă și constantă între evoluția lor și modificarea costurilor operatorilor.

Cuantificarea influențelor determinate de elementele generatoare de costuri se realizează prin formulele de ajustare aplicate în metodologiile de tip „price-cap”, având în vedere că în interiorul perioadelor de reglementare nu au loc revizuirii ale costurilor aprobate de reglementator, odată ce venitul reglementat a fost stabilit la începutul perioadei de reglementare. De aceea, existența în formulele de ajustare anuală a venitului reglementat a relațiilor prin care sunt cuantificate influențele determinate de elementele generatoare de costuri - EGC^{d,fr} este deosebit de importantă, rolul acestora fiind de a „modela” veniturile reglementate în funcție de modificarea unor elemente din activitatea operatorului reglementat.

Pentru prima perioadă de reglementare, ANRGN a identificat o serie de elemente generatoare de costuri, pe baza datelor statistice furnizate de către SC Distrigaz Nord SA Târgu Mureș și de către SC Distrigaz Sud SA București. Identificarea elementelor generatoare de costuri a fost efectuată prin metode statistice, selecționarea EGC având loc în funcție de impactul pe care acestea îl generează în costurile operatorilor.

Analiza și determinarea EGC s-au efectuat separat pentru costurile de capital și pentru costurile de operare, pentru fiecare din activitățile de distribuție reglementată și de furnizare reglementată.

Din datele furnizate de cei doi operatori, au fost identificate EGC doar pentru activitatea de distribuție. În cazul activității de furnizare reglementată datele sunt insuficiente pentru a selecta EGC care să prezinte suficientă încredere.

Pentru activitatea de distribuție, au fost identificate ca semnificative următoarele EGC :

- în cazul costurilor de capital :
 - lungimea rețelei
- în cazul costurilor de operare :
 - lungimea rețelei
 - volumul de gaze distribuite
 - numărul de consumatori

Valorile determinate pentru elementele generatoare de costuri sunt :

- în cazul costurilor de capital :

$$\Delta \text{CAPEX} = 667,1 \times \Delta(\text{lungimea rețelei})$$

unde :

Δ CAPEX reprezintă capitalul suplimentar investit pentru creșterea lungimii rețelei, exprimat în milioane lei echivalent 2003;

Δ (lungimea rețelei) reprezintă creșterea lungimii rețelei, exprimată în km.

Elementul generator de cost „lungimea rețelei” identificat statistic și coeficientul calculat sunt aplicabile numai în situația unor capitaluri investite ce conduc la dezvoltarea rețelei de distribuție prin construcția unor noi conducte. Acest element nu cuantifică capitalul investit pentru înlocuirea conductelor existente sau pentru obținerea altor imobilizări corporale sau necorporale (clădiri, echipamente, active financiare, etc.).

- în cazul costurilor de operare :

$$\Delta \text{OPEX} = 60,40 \times \Delta(\text{lungimea rețelei}) + 0,100 \times \Delta(\text{număr consumatori}) + 0,062 \times \Delta(\text{gaz distribuit})$$

unde :

Δ OPEX reprezintă costurile suplimentare de operare generate de creșterea lungimii rețelei, a numărului de consumatori și/sau a volumului de gaze distribuite, exprimat în milioane lei echivalent 2003;

Δ (lungimea rețelei) reprezintă creșterea lungimii rețelei, exprimată în km;

Δ (număr consumatori) reprezintă creșterea numărului de abonați, exprimată numeric;

Δ (gaz distribuit) reprezintă creșterea volumului de gaze naturale distribuite, exprimată în mii mc.

Elementul generator de cost "lungimea rețelei" identificat statistic și coeficientul calculat sunt aplicabile numai în situația unor capitaluri investite ce conduc la dezvoltarea rețelei de distribuție prin construcția unor noi conducte. Acest element nu cuantifică capitalul investit pentru înlocuirea conductelor existente sau pentru obținerea altor imobilizări corporale sau necorporale (clădiri, echipamente, active financiare, etc.).

Creșterea numărului de consumatori se referă la creșterea numărului locurilor de consum prin conectarea unor noi consumatori. Elementul generator de cost „număr de consumatori” nu cuantifică cheltuielile de operare generate de creșterea numărului de consumatori prin separarea punctelor de consum.

Formula generală a elementelor generatoare de costuri se determină astfel :

$$\Delta(\text{Costuri suplimentare}) = \Delta\text{CAPEX}_{\{\text{RoR} + \text{AR}\}} + \Delta\text{OPEX}$$

unde :

Δ (Costuri suplimentare) reprezintă costurile suplimentare, exprimate în milioane lei;

$\Delta\text{CAPEX}_{\{\text{RoR} + \text{AR}\}}$ reprezintă costurile de capital suplimentare și amortizarea suplimentară implicate de capitalul investit, exprimate în milioane lei;

Δ OPEX reprezintă costurile suplimentare de operare generate de creșterea lungimii rețelei, a numărului de consumatori și/sau a volumului de gaze distribuite, exprimate în milioane lei.

Integrarea formulelor de determinare a costurilor de capital și de operare într-o singură formulă generală, prin care se pot cuantifica costurile suplimentare generate de elementele generatoare de costuri și transferarea coeficienților din valori 2003 în valori 2006, respectiv 2007, conduce la următoarele formule :

$$\Delta(\text{Costuri suplimentare})_{2006} = 200,1 \times \Delta(\text{lungimea rețelei})_{2006} + 0,120 \times \Delta(\text{număr consumatori})_{2006} + 0,075 \times \Delta(\text{gaz distribuit})_{2006}$$

$$\Delta(\text{Costuri suplimentare})_{2007} = 206,1 \times \Delta(\text{lungimea rețelei})_{2007} + 0,124 \times \Delta(\text{număr consumatori})_{2007} + 0,077 \times \Delta(\text{gaz distribuit})_{2007}$$

unde :

$\Delta(\text{Costuri suplimentare})_{2006, 2007}$ reprezintă costurile suplimentare totale generate de creșterea lungimii rețelei, a numărului de consumatori și/sau a volumului de gaze distribuite, exprimate în milioane lei echivalent 2006, respectiv 2007;

$\Delta(\text{lungimea rețelei})_{2006, 2007}$ reprezintă creșterea lungimii rețelei în 2005 față de 2004, respectiv în 2006 față de 2005, exprimată în km;

$\Delta(\text{număr consumatori})_{2006, 2007}$ reprezintă creșterea numărului de abonați în 2005 față de 2004, respectiv în 2006 față de 2005, exprimat numeric;

$\Delta(\text{gaz distribuit})_{2006, 2007}$ reprezintă creșterea volumului de gaze naturale distribuite în 2005 față de 2004, respectiv în 2006 față de 2005, exprimat în mii mc.

Rata inflației utilizată în calculul de ajustare a coeficienților a fost considerată după cum urmează:

2004 -	9%
2005 -	7%
2006 -	4%
2007 -	3%

Din testele și analizele statistice efectuate a rezultat că nu există deosebiri semnificative între ecuațiile SC Distrigaz Nord SA Târgu Mureș și SC Distrigaz Sud SA București, astfel încât pentru prima perioadă de reglementare aceste formule vor fi aplicate în cazul tuturor distribuitorilor, pentru ajustarea venitului unitar reglementat aferent activității de distribuție.

Formulele prezentate vor fi incluse în formula generală de ajustare a venitului unitar reglementat, coeficienții de calcul fiind determinați individual pentru fiecare distribuitor în funcție de volumul de gaze naturale distribuite. Determinarea coeficienților individuali de ajustare a venitului unitar reglementat pentru fiecare distribuitor se va face astfel încât să se asigure egalitatea dintre valorile actualizate nete ale veniturilor și ale costurilor reglementate. Formula de echivalare a veniturilor și costurilor în perioada de reglementare, utilizată pentru determinarea coeficienților individuali de ajustare a veniturilor unitare reglementate (ECG) este următoarea :

$$\sum_{i=2005}^{i=2007} \frac{VRU_i^d * Q_i^d}{(1+WACC_{NOM}^{PRE})^{i-2005}} = \sum_{i=2005}^{i=2007} \frac{Costuri_i^d}{(1+WACC_{NOM}^{PRE})^{i-2005}}$$

unde :

- VRU_i^d – venitul unitar reglementat aferent activității de distribuție în anul „i” al perioadei de reglementare;
- Q_i^d – cantitatea totală de gaze naturale distribuite în anul „i” al perioadei de reglementare;
- Costuri_i^d – costurile totale aferente activității de distribuție în anul „i” al perioadei de reglementare;
- WACC_{NOM}^{PRE} – costul mediu ponderat al capitalului în perioada de reglementare, în termeni nominali, înainte de taxare.

Formulele individuale se publică odată cu aprobarea venitului unitar reglementat și a tarifelor de distribuție pentru fiecare operator.

Costurile suplimentare totale generate de creșterea lungimii rețelei, a numărului de consumatori și/sau a volumului de gaze distribuite în anul 2007 față de anul 2006 vor fi avute în vedere și vor fi incluse în *venitul de bază* al primului an al celei de a doua perioade de reglementare.

Pentru activitatea de furnizare reglementată, având în vedere lipsa informațiilor pe de o parte și continuarea deschiderii pieței interne de gaze naturale, ajustarea venitului unitar reglementat aferent activității de furnizare reglementată se va realiza respectând următoarele principii :

- **valoarea totală a costurilor considerate fixe** la stabilirea venitului de bază în primul an al perioadei de reglementare va fi menținută constantă în termeni reali. Valoarea unitară a costurilor fixe incluse în venitul reglementat se va determina prin împărțirea valorii totale a costurilor fixe, ajustate cu inflația, la cantitatea anuală de gaze naturale care urmează a fi furnizată în regim reglementat.
- **valoarea unitară a costurilor considerate variabile** la stabilirea venitului de bază în primul an al perioadei de reglementare va fi menținută constantă în termeni reali în valoare unitară.

Pentru cea de a doua și următoarele perioade de reglementare, elementele generatoare de costuri și coeficienții aplicabili fiecărui element vor fi determinate de către ANRGN împreună cu fiecare operator, pe baza datelor colectate de operator în perioadele de reglementare anterioare.

MINISTERUL FINANTELOR PUBLICE

ORDIN
privind prospectele de emisiune ale certificatelor de trezorerie cu discount
și ale obligațiunilor de stat cu dobândă, aferente trimestrului II 2005

În temeiul prevederilor Hotărârii Guvernului nr. 208/2005 privind organizarea și funcționarea Ministerului Finanțelor Publice și a Agenției Naționale de Administrare Fiscală,

având în vedere prevederile Legii datoriei publice nr. 313/2004, ale Regulamentului privind operațiunile cu titluri de stat emise în formă dematerializată, aprobat prin Ordinul ministrului finanțelor publice, al guvernatorului Băncii Naționale a României și al vicepreședintelui Comisiei Naționale a Valorilor Mobiliare nr. 875/2001, cu modificările ulterioare, și ale Convenției nr. 15.570/1 din 31 ianuarie 2005, încheiată între Ministerul Finanțelor Publice și Banca Națională a României,

ministrul finanțelor publice emite următorul ordin:

Art. 1. — În vederea finanțării și refinanțării datoriei publice în trimestrul II 2005, se aprobă prospectele de emisiune ale certificatelor de trezorerie cu discount și ale obligațiunilor de stat cu dobândă, în sumă totală de 16.600.000.000.000 lei/1.660.000.000 lei noi, prevăzute în anexele nr. 1 și 2.

Art. 2. — Prezentul ordin intră în vigoare la data semnării acestuia.

Art. 3. — Unitatea de management a Trezoreriei Statului va duce la îndeplinire prevederile prezentului ordin.

Art. 4. — Anexele nr. 1 și 2 fac parte integrantă din prezentul ordin.

p. Ministrul finanțelor publice,
Istvan Jakab,
 secretar de stat

București, 4 aprilie 2005.
 Nr. 406.

ANEXA Nr. 1

PROSPECT DE EMISIUNE
al certificatelor de trezorerie cu discount lansate în trimestrul II 2005

Art. 1. — În vederea finanțării și refinanțării datoriei publice în trimestrul II 2005, Ministerul Finanțelor Publice

anunță programul emisiunilor certificatelor de trezorerie cu discount, astfel:

Cod ISIN	Data licitației	Data emisiunii	Data scadenței	Nr. zile	Valoarea emisiunii — lei/lei noi —
RO0505CTN023	21 iunie 2005	23 iunie 2005	22 septembrie 2005	91	500.000.000.000/50.000.000

Ministerul Finanțelor Publice își rezervă dreptul ca valorile împrumutate aferente seriei să fie majorate sau micșorate până la anularea emisiunilor, în funcție de necesitățile de finanțare ale contului general al Trezoreriei Statului și de nivelul randamentului înregistrat la data licitației.

Art. 2. — Metoda de vânzare este licitația care va avea loc, pentru fiecare serie de certificate de trezorerie cu discount, la datele menționate în tabelul de mai sus, iar adjudecarea se va face după metoda cu preț multiplu.

Art. 3. — Ofertele de cumpărare sunt competitive și necompetitive și vor cuprinde:

— în cazul ofertei de cumpărare competitive, participantul va indica: valoarea nominală, costul total, rata discountului, prețul și randamentul.

Se admite defalcarea valorii totale în maximum 5 tranșe valorice la rate diferite ale randamentului;

— în cazul ofertelor de cumpărare necompetitive, participantul indică valoarea pe care dorește să o adjucece fără a indica prețul sau randamentul (rata dobânzii). Executarea acestora se va efectua la nivelul mediu ponderat al randamentului la care s-au adjudecat ofertele competitive. Se admit oferte de cumpărare necompetitive într-o pondere de 10% din totalul emisiunilor anunțate.

Prețul și randamentul se vor calcula utilizându-se următoarele formule:

$$P = 1 - (d \times r) / 360,$$

$$Y = r / P,$$

în care:

P — prețul titlului cu discount, exprimat cu șase zecimale;
 d — numărul de zile până la scadență;
 r — rata discountului (exprimată cu două zecimale);
 Y — randamentul (rata dobânzii) exprimat cu două zecimale.

Art. 4. — Fiecare tranșă a ofertei de cumpărare competitive sau necompetitive va fi de minimum 100.000.000 lei/10.000 lei noi.

Valoarea nominală individuală a unui certificat de trezorerie cu discount este de 100.000.000 lei/10.000 lei noi.

Art. 5. — Certificatele de trezorerie cu discount pot fi cumpărate de către intermediarii pieței primare, care vor depune oferte atât în cont propriu, cât și în contul clienților persoane juridice și fizice.

Certificatele de trezorerie cu discount mai sus menționate nu se adresează persoanelor nerezidente în România.

Art. 6. — Ofertele de cumpărare se depun la Banca Națională a României, agentul de plată, înregistrare și transfer al Ministerului Finanțelor Publice, în ziua licitației, până la ora 12,00.

Art. 7. — Rezultatul licitației se va stabili în aceeași zi, la sediul Băncii Naționale a României, de către comisia de licitație constituită în acest scop, și se va da publicității.

Art. 8. — Plata certificatelor de trezorerie cu discount se va face la data emisiunii, prin debitarea contului cumpărătorului deschis la Banca Națională a României cu suma reprezentând costul total al certificatelor de trezorerie cu discount cumpărate.

Art. 9. — Răscumpărarea certificatelor de trezorerie cu discount se va face la data scadenței, prin creditarea

contului deținătorului cu suma reprezentând valoarea nominală totală a certificatelor de trezorerie cu discount. Dacă data la care trebuie efectuată una dintre plățile aferente titlului de stat este o zi de sărbătoare sau o zi nelucrătoare, plata se va face în următoarea zi lucrătoare, fără obligarea la dobânzi moratorii. Titlurile de stat care se regăsesc în această situație vor rămâne în proprietatea deținătorului înregistrat și nu pot fi tranzacționate.

Art. 10. — Regimul fiscal al titlurilor de stat prevăzute la art. 1 este reglementat de legislația în vigoare.

ANEXA Nr. 2

**PROSPECT DE EMISIUNE
al obligațiunilor de stat cu dobândă lansate în trimestrul II 2005**

Art. 1. — În vederea finanțării și refinanțării datoriei publice interne în trimestrul II 2005, Ministerul Finanțelor

Publice anunță programul emisiunilor obligațiunilor de stat cu dobândă, astfel:

Cod ISIN	Data licitației	Data emisiunii	Data scadenței	Maturitate Nr. de ani	Valoarea emisiunii — lei/lei noi —
RO0507DBN0E5	7 aprilie 2005	11 aprilie 2005	11 aprilie 2007	2	800.000.000.000/80.000.000
RO0510DBN0F7	7 aprilie 2005	11 aprilie 2005	11 aprilie 2010	5	1.000.000.000.000/100.000.000
RO0512DBN0G3	7 aprilie 2005	11 aprilie 2005	11 aprilie 2012	7	500.000.000.000/50.000.000
RO0515DBN0H8	7 aprilie 2005	11 aprilie 2005	11 aprilie 2015	10	500.000.000.000/50.000.000
RO0508DBN0I5	14 aprilie 2005	18 aprilie 2005	18 aprilie 2008	3	1.200.000.000.000/120.000.000
RO0510DBN0J9	14 aprilie 2005	18 aprilie 2005	18 aprilie 2010	5	1.000.000.000.000/100.000.000
RO0517DBN0K0	14 aprilie 2005	18 aprilie 2005	18 aprilie 2017	12	500.000.000.000/50.000.000
RO0520DBN0L3	14 aprilie 2005	18 aprilie 2005	18 aprilie 2020	15	500.000.000.000/50.000.000
RO0507DBN0M8	5 mai 2005	9 mai 2005	9 mai 2007	2	600.000.000.000/60.000.000
RO0508DBN0N5	5 mai 2005	9 mai 2005	9 mai 2008	3	900.000.000.000/90.000.000
RO0510DBN0O9	5 mai 2005	9 mai 2005	9 mai 2010	5	1.500.000.000.000/150.000.000
RO0507DBN0P1	12 mai 2005	16 mai 2005	16 mai 2007	2	600.000.000.000/60.000.000
RO0508DBN0Q8	12 mai 2005	16 mai 2005	16 mai 2008	3	1.000.000.000.000/100.000.000
RO0510DBN0R2	12 mai 2005	16 mai 2005	16 mai 2010	5	1.500.000.000.000/150.000.000
RO0512DBN0S8	2 iunie 2005	6 iunie 2005	6 iunie 2012	7	500.000.000.000/50.000.000
RO0515DBN0T3	2 iunie 2005	6 iunie 2005	6 iunie 2015	10	500.000.000.000/50.000.000
RO0507DBN0U1	9 iunie 2005	13 iunie 2005	13 iunie 2007	2	400.000.000.000/40.000.000
RO0508DBN0V8	9 iunie 2005	13 iunie 2005	13 iunie 2008	3	600.000.000.000/60.000.000
RO0510DBN0W2	9 iunie 2005	13 iunie 2005	13 iunie 2010	5	1.000.000.000.000/100.000.000
RO0517DBN0X3	16 iunie 2005	20 iunie 2005	20 iunie 2017	12	500.000.000.000/50.000.000
RO0520DBN0Y6	16 iunie 2005	20 iunie 2005	20 iunie 2020	15	500.000.000.000/50.000.000

Ministerul Finanțelor Publice își rezervă dreptul ca valorile împrumutate aferente seriei să fie majorate sau micșorate până la anularea emisiunilor, în funcție de necesitățile de finanțare ale contului general al Trezoreriei Statului și de nivelul ratei dobânzii înregistrate la data licitației.

Art. 2. — Metoda de vânzare este licitația care va avea loc la datele menționate în tabelul de mai sus, iar adjudecarea se va face după metoda cu preț uniform.

Art. 3. — Ofertele de cumpărare sunt competitive și necompetitive și vor cuprinde:

— în cazul ofertei de cumpărare competitive, participantul va indica valoarea nominală și rata dobânzii; se admite defalcarea valorii totale în maximum 5 tranșe valorice la rate diferite ale dobânzii;

— în cazul ofertei de cumpărare necompetitive, participantul va indica valoarea pe care dorește să o adjucece la rata dobânzii finale a licitației; se admit oferte de cumpărare necompetitive într-o pondere de 10% din totalul emisiunilor anunțate.

Dobânzile se vor determina potrivit standardelor ISMA Normal, în care data plății cuponului se stabilește la intervale egale, în exact aceeași zi a lunii ca și data plății cuponului precedent, și se vor plăti anual (de exemplu: pentru obligațiunile cu data de emisiune 11 aprilie 2005 și data scadenței 11 aprilie 2007, datele de plată a cuponului vor fi: 11 aprilie 2006, 11 aprilie 2007), conform formulei:

$$D = VN \times r / \text{frecvența anuală a cuponului},$$

în care:

D = dobânda (cupon);

VN = valoarea nominală;

r = rata dobânzii/cuponului (exprimată cu două zecimale);

frecvența anuală a cuponului = 1 pentru plata de cupon anuală.

Fiecare ofertă va fi de minimum 100.000.000 lei/10.000 lei noi.

Valoarea nominală individuală a unei obligațiuni de stat cu dobândă este de 100.000.000 lei/10.000 lei noi.

Art. 4. — Obligațiunile de stat cu dobândă pot fi cumpărate de către intermediarii pieței primare, care vor depune oferte atât în cont propriu, cât și în contul clienților persoane juridice și fizice.

Obligațiunile de stat cu dobândă mai sus menționate nu se adresează persoanelor nerezidente în România.

Art. 5. — Ofertele de cumpărare se depun la Banca Națională a României, agentul de plată, înregistrare și transfer al Ministerului Finanțelor Publice, în ziua licitației, până la ora 12,00.

Art. 6. — Stabilirea rezultatului licitației va avea loc în aceeași zi, la sediul Băncii Naționale a României, de către comisia de licitație constituită în acest scop, și va fi dat publicității.

Art. 7. — Plata obligațiunilor de stat cu dobândă se va face la data emisiunii, prin debitarea contului

cumpărătorului deschis la Banca Națională a României cu suma reprezentând valoarea nominală totală a obligațiunilor de stat cu dobândă.

Art. 8. — Răscumpărarea obligațiunilor de stat cu dobândă se va face la data scadenței, prin creditarea contului deținătorului cu suma reprezentând valoarea nominală totală a acestora, plus dobânda aferentă. Dacă data la care trebuie efectuată una dintre plățile aferente titlului de stat este o zi de sărbătoare sau o zi nelucrătoare, plata se va face în următoarea zi lucrătoare, fără obligarea la dobânzi moratorii. Titlurile de stat care se regăsesc în această situație vor rămâne în proprietatea deținătorului înregistrat și nu pot fi tranzacționate.

Art. 9. — Regimul fiscal al titlurilor de stat prevăzute la art. 1 este reglementat de legislația în vigoare.

MINISTERUL ADMINISTRAȚIEI ȘI INTERNELOR

ORDIN

privind acordarea titlului de parc industrial Societății Comerciale „Business Park Euro Land” — S.R.L. Brașov

Având în vedere prevederile art. 5 alin. (1) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 64/2003 pentru stabilirea unor măsuri privind înființarea, organizarea, reorganizarea sau funcționarea unor structuri din cadrul aparatului de lucru al Guvernului, a ministerelor, a altor organe de specialitate ale administrației publice centrale și a unor instituții publice, ale art. 4 și ale art. 9 alin. (1) lit. g) din Ordonanța Guvernului nr. 65/2001 privind constituirea și funcționarea parcurilor industriale, aprobată cu modificări prin Legea nr. 490/2002, ale art. 2 alin. (2) din Instrucțiunile de acordare și anulare a titlului de parc industrial, aprobate prin Ordinul ministrului dezvoltării și prognozei nr. 264/2002,

în temeiul prevederilor art. 9 alin. (4) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 63/2003 privind organizarea și funcționarea Ministerului Administrației și Internelor, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 604/2003, cu modificările ulterioare,

ministrul administrației și internelor emite următorul ordin:

Art. 1. — Se acordă titlul de parc industrial Societății Comerciale „Business Park Euro Land” — S.R.L., denumită mai jos *societate-administrator*, având numărul de înregistrare la Oficiul registrului comerțului J08/1.564/2004, codul unic de înregistrare 16578770 și sediul social în municipiul Brașov, str. Aurel Vlaicu nr. 83, ap. 2, județul Brașov, care administrează parcul industrial constituit pe terenul având datele de identificare prevăzute la art. 2 alin. (1).

Art. 2. — (1) Terenul pentru care se acordă titlul de parc industrial are următoarele caracteristici:

a) este amplasat în localitatea Vlădeni, județul Brașov, și este delimitat de drumul național DN1 la Sud, la Vest de terenuri aflate în proprietatea primăriei Dumbrăvița, iar la Nord și Est de terenuri aflate în proprietate privată;

b) are o suprafață de 47,19 ha.

(2) Societatea-administrator deține dreptul de folosință asupra terenului descris la alin. (1).

Art. 3. — (1) Titlul de parc industrial este valabil în perimetrul prevăzut în anexa la prezentul ordin, pe perioada de existență a societății-administrator, în condițiile

respectării caracteristicilor de parc industrial prevăzute în legislația în vigoare.

(2) Anexa face parte integrantă din prezentul ordin și se comunică celor interesați de către direcția de specialitate din cadrul Ministerului Administrației și Internelor.

Art. 4. — (1) Societatea-administrator transmite Ministerului Administrației și Internelor datele de identificare ale fiecărui agent economic cu care a încheiat contract de amplasare în parcul industrial, până la data publicării prezentului ordin în Monitorul Oficial al României, Partea I.

(2) Societatea-administrator va transmite Ministerului Administrației și Internelor datele de identificare ale fiecărui agent economic cu care încheie contract de amplasare în parcul industrial, în termen de 7 zile de la data intrării în vigoare a acestuia.

Art. 5. — Societatea-administrator, deținătoare a titlului de parc industrial, urmărește realizarea obiectivelor prevăzute la art. 1 alin. (1) din Instrucțiunile de acordare și anulare a titlului de parc industrial, aprobate prin Ordinul ministrului dezvoltării și prognozei nr. 264/2002, și transmite semestrial Ministerului Administrației și Internelor rapoarte privind activitățile realizate în parcul industrial.

Ministrul administrației și internelor,
Vasile Blaga

București, 24 martie 2005.
Nr. 566.

P R E Ț U R I L E
publicațiilor legislative pentru anul 2005
— pe suport tradițional —

Nr. crt.	Denumirea publicației	Valoarea abonamentului anual	Valoarea abonamentului trimestrial			
		— lei vechi/lei noi —	Trim. I	Trim. II	Trim. III	Trim. IV
1.	Monitorul Oficial, Partea I, în limba română	12.340.000/1.234	3.085.000/308,5	3.085.000/308,5	3.085.000/308,5	3.085.000/308,5
2.	Monitorul Oficial, Partea I, în limba română, numere bis*)	2.135.000/213,5	—	—	—	—
3.	Monitorul Oficial, Partea I, în limba maghiară	9.480.000/948	2.370.000/237	2.370.000/237	2.370.000/237	2.370.000/237
4.	Monitorul Oficial, Partea a II-a	15.000.000/1.500	3.750.000/375	3.750.000/375	3.750.000/375	3.750.000/375
5.	Monitorul Oficial, Partea a III-a	3.040.000/304	760.000/76	760.000/76	760.000/76	760.000/76
6.	Monitorul Oficial, Partea a IV-a	12.820.000/1.282	3.205.000/320,5	3.205.000/320,5	3.205.000/320,5	3.205.000/320,5
7.	Monitorul Oficial, Partea a VI-a	11.820.000/1.182	2.955.000/295,5	2.955.000/295,5	2.955.000/295,5	2.955.000/295,5
8.	Colecția Legislația României	3.130.000/313	782.500/78,25	782.500/78,25	782.500/78,25	782.500/78,25
9.	Colecția de hotărâri ale Guvernului și alte acte normative	5.190.000/519	1.297.500/129,75	1.297.500/129,75	1.297.500/129,75	1.297.500/129,75
10.	Repertoriul actelor normative	800.000/80	—	—	—	—
11.	Decizii ale Curții Constituționale	565.000/56,5	—	—	—	—
12.	Ediții trilingve	3.000.000/300	—	—	—	—

*) Cu excepția numerelor bis în care se publică acte cu un volum extins și care interesează doar un număr restrâns de utilizatori.

Toate publicațiile Regiei Autonome „Monitorul Oficial“ sunt purtătoare de T.V.A. în cotă de 9%, aceasta fiind inclusă în prețul de abonament.

Pentru siguranța clienților, abonamentele la publicațiile Regiei Autonome „Monitorul Oficial“ se pot efectua prin următorii difuzori:

- ◆ COMPANIA NAȚIONALĂ „POȘTA ROMÂNĂ“ — S.A. — prin oficiile sale poștale
- ◆ RODIPET — S.A. — prin toate filialele
- ◆ INTERPRESS SPORT — S.R.L. — București, str. Hristo Botev nr. 6 (telefon/fax: 313.85.07; 313.85.08; 313.85.09)
- ◆ PRESS EXPRES — S.R.L. — Otopeni, str. Flori de Câmp nr. 9 (telefon/fax: 221.05.37; 0745.133.712)
- ◆ M.T. PRESS IMPEX — S.R.L. — București, bd. Basarabia nr. 256 (telefon/fax: 255.48.15; 255.48.16)
- ◆ INFO EUROTRADING — S.A. — București, Splaiul Independenței nr. 202A (telefon/fax: 212.73.54)
- ◆ ACTA LEGIS — S.R.L. — București, str. Banul Udrea nr. 10, (telefon/fax: 411.91.79)
- ◆ CURIER PRESS — S.A. — Brașov, str. Traian Grozăvescu nr. 7 (telefon/fax: 0268/47.05.96)
- ◆ MIMPEX — S.R.L. — Hunedoara, str. Ion Creangă nr. 2, bl. 2, ap. 1 (telefon/fax: 0254/71.92.43)
- ◆ CALLIOPE — S.R.L. — Ploiești, str. Candiano Popescu nr. 36 (telefon/fax: 0244/51.40.52, 0244/51.48.01)
- ◆ ASTOR-MED — S.R.L. — Iași, str. Sucidava nr. 2, bl. U2, sc. C, ap. 2 (telefon/fax: 0232/27.91.76, 0232/25.84.27)
- ◆ ART ADVERTISING — S.R.L. — Râmnicu Vâlcea, str. Regina Maria nr. 7, bl. C1, sc. C, mezanin II (tel. 0250/73.54.75, 0744.50.90.99)
- ◆ ZIRKON MEDIA — S.R.L. — București, str. Călin Ottoi nr. 29 (tel. 250.52.77, 250.22.94, fax 250.56.30)

EDITOR: PARLAMENTUL ROMÂNIEI — CAMERA DEPUTAȚILOR

Regia Autonomă „Monitorul Oficial“, Str. Parcului nr. 65, sectorul 1, București,
 IBAN: RO75RNCB5101000000120001 Banca Comercială Română — S.A. — Sucursala „Unirea“ București
 și IBAN: RO12TREZ7005069XXX000531 Direcția de Trezorerie și Contabilitate Publică a Municipiului București
 (alocat numai persoanelor juridice bugetare)

Tel. 224.09.71/150, fax 225.00.43, E-mail: marketing@ramo.ro, Internet: www.monitoruloficial.ro

Adresa pentru publicitate: Centrul pentru relații cu publicul, București, șos. Panduri nr. 1, bloc P33, parter, sectorul 5, tel. 411.58.33 și 410.47.30, tel./fax 410.77.36 și 410.47.23

Tiparul: Regia Autonomă „Monitorul Oficial“



5 948368 015708