

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20

PROIECT
RAPORT
privind punerea în aplicare a măsurilor provizorii,
conform prevederilor Regulamentului (UE) nr. 312/2014
de stabilire a unui cod de rețea privind echilibrarea
rețelelor de transport gaz

Versiunea - 10.10.2014

21	Cuprins	
22	1. Introducere.....	3
23	2. Descriere stadiului de dezvoltare a pieței angro de gaze naturale	5
24	2.1 Cadrul de reglementare a pieței angro din România.....	5
25	2.2 Modul în care răspunde cadrul actual de reglementare cerințelor	
26	Regulamentului.....	6
27	2.3 Descrierea lichidității pieței angro.....	6
28	2.4 Numărul de tranzacții încheiate pe piețele centralizate de gaze naturale.....	7
29	2.5 Diferențele între oferte de cumpărare și vânzare și volumele lor.....	7
30	2.6 Numărul participanților cu acces la piața angro a gazelor pe termen scurt.....	8
31	2.7 Numărul participanților activi pe piața angro a gazelor pe termen scurt.....	8
32	3. Măsurile provizorii	9
33	3.1 Platforma de echilibrare	9
34	3.1.1 Considerații privind necesitatea implementării PE	9
35	3.1.2 Echilibrarea zilnică	10
36	3.1.2.1 Facilitatea de transfer gaze	11
37	3.1.2.2 Serviciul de flexibilitate intra-zilnică.....	11
38	3.1.2.3 Serviciul de flexibilitate în conductele SNT	12
39	3.2 Expunerea totală la riscul de credit în vederea încheierii contractelor între	
40	OST și UR.....	12
41	3.3. Utilizarea mecanismelor de flexibilitate zilnică	13
42	4. Motivele aplicării măsurilor provizorii	15
43	5. Eliminarea măsurilor provizorii.....	15
44	6. Documente de referință	17
45		

46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76

1. Introducere

Regulamentul (UE) nr. 312/2014 de stabilire a unui cod de rețea privind echilibrarea rețelelor de transport de gaz (denumit în continuare Regulamentul) prevede inter-alia aplicarea unor măsuri provizorii pentru dezvoltarea unei piețe lichide și competitive pe termen scurt.

Aceste etape intermediare pot consta în implementarea unei platforme de echilibrare și respectiv utilizarea unor mecanisme de flexibilitate cu scopul de a reduce expunerea financiară atât a utilizatorului de rețea (abreviat în continuare UR) cât și a operatorului de transport și de sistem (abreviat în continuare OTS) cu privire la dezechilibrele zilnice pentru o zi gazieră.

Prezentul proiect de raport (denumit în continuare *Raport*) conține rețererele majore privind implementarea măsurilor provizorii conform prevederilor Cap. X din *Regulament*. Obiectivele de bază ale *Regulamentului* pot fi sintetizate astfel:

- responsabilitatea primordială privind echilibrarea zilnică a portofoliului individual aferent nivelurilor cantitative de gaze naturale intrate și ieșite din SNT revine fiecărui UR în parte.

- rolul OTS este acela de a derula activități de echilibrare reziduală, bazate pe principii de piață nediscriminatorii și în condiții de transparență;

- creșterea gradului de lichiditate și de flexibilizare a pieței gazelor naturale prin utilizarea de către UR a unor produse standardizate pe termen scurt și respectiv a unor servicii de echilibrare.

În conformitate cu prevederile Cap. X din *Regulament* în absența unui nivel suficient de lichiditate al pieței angro a gazului pe termen scurt, OTS elaborează și implementează în cadrul unui Raport un set de măsuri cu caracter provizoriu. .

OTS consultă părțile interesate cu privire la Raportul propus și îl supune aprobării AC în conformitate cu procedura stabilită la art. 46 din *Regulament*.

77

78 Raportul este structurat astfel:

79 (a) descrierea stadiului de dezvoltare și a lichidității pieței angro a gazului pe
80 termen scurt la momentul întocmirii raportului;

81 (b) măsurile provizorii propuse care urmează să fie aplicate;

82 (c) argumentarea motivelor privind necesitatea aplicării măsurilor provizorii;

83 (d) o evaluare a calendarului de aplicare a măsurilor provizorii cu încadrare într-
84 un termen de cel mult 5 ani de la intrarea în vigoare a *Regulamentului*.

85 Menționăm că măsurile provizorii descrise în prezentul raport se aplică doar în cazul
86 zonei de intrare/ieșire aferentă SNT care nu cuprinde conductele pentru transportul
87 gazelor naturale fără transbordare pe teritoriul României, așa cum este prevăzută la art.
88 38(1) lit. a) din Ordinul președintelui ANRE nr. 32/2014 privind aprobarea Metodologiei
89 de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru
90 activitatea de transport al gazelor naturale.

91 Aplicarea măsurilor provizorii pentru zona de intrare/ieșire aferentă SNT reprezentată
92 de conductele pentru transportul gazelor naturale fără transbordare pe teritoriul
93 României definită la art. 38(1) lit. b) din Ordinul președintelui ANRE nr. 32/2014 privind
94 aprobarea Metodologiei de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor
95 reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale va face obiectul
96 rapoartelor anuale ulterioare în funcție de stadiul aplicării la momentul întocmirii
97 acestora a prevederilor *Regulamentului (CE) nr. 715/2009 privind condițiile de acces la*
98 *rețelele pentru transportul gazelor naturale și de abrogare a Regulamentului (CE) nr.*
99 *1775/2005*.

100 2 Descrierea stadiului de dezvoltare a pieței angro

101 2.1. Cadru de reglementare a pieței angro din România, cuprinde:

- 102 ➤ Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 cu completările și
103 modificările ulterioare;
- 104 ➤ Ordinul președintelui ANRE nr. 5/2013 privind Metodologia de monitorizare a
105 pieței de gaze din România;
- 106 ➤ Ordinul președintelui ANRE nr. 50/2013 Regulile generale privind piața
107 centralizată de gaze naturale;
- 108 ➤ Ordinul președintelui ANRE nr. 66/2014 pentru modificarea Regulilor privind
109 piața centralizată, aprobate prin Ordinul Președintelui ANRE nr. 50/2013;
- 110 ➤ Ordinul președintelui ANRE nr. 51/2013 Regulamentul privind cadrul organizat
111 de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de Bursa
112 Română de Mărfuri – Romanian Commodities Exchange S.A;
- 113 ➤ Ordinul președintelui ANRE nr. 52/2013 Regulamentul privind cadrul organizat
114 de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de
115 Operatorul Pieței de energie electrică și gaze naturale OPCOM;
- 116 ➤ Ordin președintelui ANRE nr. 67/2014 pentru modificarea și completarea
117 Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată
118 de gaze naturale administrată de Bursa Română de Mărfuri – Romanian
119 Commodities Exchange S.A.;
- 120 ➤ Ordin președintelui ANRE nr. 68/2014 pentru modificarea și completarea
121 Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată
122 de gaze naturale administrată de Operatorul Pieței de Energie Electrică și de
123 Gaze Naturale OPCOM - S.A.;
- 124 ➤ Ordinul președintelui ANRE nr. 69/2013 pentru aprobarea tarifelor reglementate
125 practicate de operatorul licențiat al pieței centralizate din sectorul gazelor
126 naturale – Societatea Bursa Romana de Mărfuri;
- 127 ➤ Ordinul președintelui ANRE nr. 53/2014 privind modificarea și completarea
128 Codului Rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale
- 129 ➤ Ordinul președintelui ANRE nr. 54/2014 privind unele măsuri pentru dezvoltarea
130 pieței gazelor naturale

131 ➤ Ordinul președintelui ANRE nr. 62/2014 privind stabilirea obligației producătorilor
132 și furnizorilor de gaze naturale de a încheia tranzacții pe piețele de centralizate
133 din România.

134

135 **2.2. Modul în care răspunde cadrul de reglementare actual cerințelor** 136 **Regulamentului**

137 Produsele de tranzacționare zilnice lipsesc deocamdată de pe ambele piețe, însă BRM
138 prin noua platformă de tranzacționare este pregătită să ofere pieței posibilitatea de a
139 tranzacționa produse zilnice și chiar intra-zilnice, în măsura în care vor exista lichidități
140 pentru această piață.

141 Până în prezent, produsul standard cu cea mai scurtă perioadă care a fost oferit pe
142 ambele piețe este *contractul săptămânal de livrare în bandă* a gazelor naturale (intern,
143 amestec sau import), produs care nu răspunde cerințelor de echilibrare impuse de
144 *Regulament*.

145

146 **2.3. Descrierea lichidității pieței angro**

147 Pe piața angro de gaze din România, până în prezent, funcționează două societăți care
148 dețin licență de administrare a piețelor centralizate în sectorul gazelor naturale:

- 149 - **Bursa Română de Mărfuri - BRM**, care a obținut licența pentru
150 tranzacționarea gazelor naturale în luna iulie 2013 și deține o platformă de
151 tranzacționare pentru Piața Centralizată a Gazelor Naturale PCGN, prima
152 tranzacție având loc în luna octombrie 2013;
- 153 - **Operatorul bursei de energie electrică și gaze naturale – OPCOM**, care
154 începând cu luna august 2013 a pus la dispoziția participanților la piață
155 *Platforma electronică de tranzacționare prin mecanismul PCGN-LN* (prin care
156 contractele bilaterale sunt atribuite printr-un proces combinat de licitație și
157 negociere). Conform datelor deținute de OTS la data de 07.10.2014 OPCOM
158 nu are înregistrate tranzacții pe această platformă electronică.

159

160 Conform informațiilor transmise de către BRM și OPCOM, lichiditatea pieței angro a
161 gazului pe termen scurt din România se situează la un nivel insuficient promovării
162 concurenței în concordanță cu principiile generale stabilite de *Regulament*,

163 astfel:

164

165 **2.4 Numărul de tranzacții încheiate pe piețele centralizate de gaze:**

166 ➤ pe platforma BRM de la debutul acestei piețe și până la data de 07.10.2014 au
167 fost organizate 74 de ședințe de licitații, finalizate cu încheierea a 38 de
168 tranzacții.

169 ➤ pe platforma OPCOM de la debutul acestei piețe și până la data de 07.10.2014
170 au fost organizate 7 sesiuni de licitații, care nu s-au finalizat cu încheierea de
171 tranzacții.

172

173 **2.5 Diferențele dintre ofertele de cumpărare și de vânzare și volumele acestor** 174 **oferte:**

175 ➤ pe platforma BRM au fost inițiate un număr de 74 sedinte de licitatii , din care :
176 49 de cumpărare și 25 de vânzare:

177 – ofertele de cumpărare și de vânzare, total =7.450.514,00 MWh

178 – =, din care

179 – oferte vânzare 2.051.008,00 MWh;

180 – oferte de cumpărare 5.399.506,00 MWh;

181 ➤ pe platforma OPCOM au fost inițiate un număr de 18 tranzacții, din care 13 de
182 vânzare și 5 de cumpărare:

183 – total volume ofertate 3.869.300,00 MWh, din care 3.570.500,00 MWh la
184 vânzare și de cca. 13 ori mai mici la cumpărare, respectiv 298.800,00
185 MWh;

186 – nu s-a încheiat nicio tranzacție.

187

188

189

190 2.6. Numărul participanților cu acces la piața angro a gazului pe termen scurt:

- 191 ➤ Pe piața centralizată a gazelor naturale, administrată de BRM, respectiv în ringul
192 gazelor naturale pe platforma PCGN, sunt înregistrați 60 participanți;
- 193 ➤ Pe piața centralizată a gazelor naturale, administrată de OPCOM, respectiv pe
194 platforma PCGN, sunt înregistrați 14 participanți.

195

**196 2.7. Numărul participanților care au fost activi pe piața angro a gazului pe termen
197 scurt:**

- 198 ➤ Pe piața centralizată a gazelor naturale, administrată de BRM, de la înființarea
199 acesteia și până în prezent, respectiv pe platforma PCGN sunt înregistrați 56 de
200 participanți activi. Pe piața centralizată a gazelor naturale, administrată de
201 OPCOM, de la înființarea acesteia și până în prezent, respectiv pe platforma
202 PCGN sunt înregistrați 44 de participanți activi.

203 3. Măsurile provizorii

204
205 În absența unui nivel suficient de lichiditate al pieței angro a gazului pe termen scurt,
206 OTS va pune în aplicare măsurile provizorii prevăzute la articolele 47-50 din
207 *Regulament*, favorizând, pe cât posibil, lichiditatea pieței angro a gazului pe termen
208 scurt.

209 Măsurile provizorii sunt:

- 210 a) Implementarea unei Platforme de echilibrare;
- 211 b) Aplicarea tarifelor de depășire a capacității rezervate (TDCR) și de neasigurare a
- 212 capacității rezervate (TNCR) precum și utilizarea mecanismelor de flexibilizare
- 213 zilnică bazate pe prețurile marginale de vânzare – cumpărare ale cantităților de
- 214 gaze naturale care fac obiectul acțiunilor de echilibrare a portofoliilor individuale
- 215 ale UR;

216

217 3.1 Platforma de echilibrare - PE

218 3.1.1 Considerații privind necesitatea implementării PE

219 Implementarea Platformei de echilibrare – PE are rolul de a asigura:

220 - echilibrarea portofoliilor individuale ale UR cât și menținerea stării generale de

221 echilibru la nivel de SNT în vederea asigurării continuității și securității serviciilor de

222 transport gaze naturale

223 - stimularea pieței de gaze naturale pe termen scurt;

224 - creșterea lichidității pieței, cu efect în diminuarea treptată a dependenței UR de

225 instrumente de echilibrare oferite prin intermediul serviciilor de echilibrare.

226 PE este un instrument util pentru participanții la piață conferind rolul primordial al UR în

227 ceea ce privește managementul poziției de dezechilibru a acestora.

228 PE facilitează tranzacționarea cantităților de gaze naturale destinate echilibrării pe

229 următoarele coordonate:

- 230 • Comercializarea dezechilibrului zilnic între UR;
- 231 • Comercializarea dezechilibrului zilnic prin intermediul OTS

232 3.1.2 Echilibrarea zilnică

233

234 Activitățile de echilibrare zilnica includ următoarele, dar nu se limitează la acestea:

235 a) OTS pune la dispoziția UR pentru ziua D-1, in ziua D, in cadrul platformei
236 informaționale următoarele date/informații:

237 i. până la ora 10,00 – situația de ansamblu a SNT:

238 - cantitatea de gaze naturale existentă în SNT la începutul și la sfârșitul zilei
239 gaziere D-1;

240 - starea generală a SNT in ziua D la ora 6,00: informații privind situarea
241 parametrilor funcționali în limitele impuse de operarea SNT în condiții de
242 siguranță și eficiență sau în afara acestora;

243 - necesitatea inițierii de către OTS a unor acțiuni de echilibrare cu impact
244 potențial asupra prețului gazelor de echilibrare aferent perioadei de
245 echilibrare respective;

246 - prognoza privind poziția agregată de echilibru/dezechilibru pentru UR,
247 aferentă zilei gaziere D;

248 ii. până la ora 14,15 – situația portofoliilor individuale ale UR:

249 - alocarea cantităților de gaze naturale pe punctele de intrare si ieșire in/din
250 SNT;

251 - poziționarea stării de echilibru privind portofoliul individual al UR în scopul
252 utilizării de către UR a instrumentelor/serviciilor de echilibrare.

253 b) UR se va asigura de primirea datelor de la OTS și poartă responsabilitatea însușirii
254 conținutului acestora;

255 c) UR poate utiliza, în intervalul cuprins între ziua gazieră D și ziua gazieră D+3,
256 servicii de echilibrare a portofoliului individual aferente zilei gaziere D-1 puse la
257 dispoziție de către OTS;

258 OTS pune la dispoziția UR următoarele servicii de echilibrare zilnica a portofoliilor
259 individuale ale acestora:

260 a) Facilitatea de Transfer Gaze naturale (FTG);

261 b) Serviciul de Flexibilitate intra-Zilnica (SFZ);

262 c) Serviciul de Flexibilitate prin stocarea în Conductele SNT (SFC).

263

264

265

266 **3.1.2.1 Facilitatea de Transfer Gaze**

267 FTG reprezintă un instrument utilizat pentru transferul cantităților de gaze naturale de
268 la un UR care acceptă vânzarea către alt UR care acceptă cumpărarea respectivelor
269 cantități de gaze naturale, în scopul echilibrării portofoliului zilnic individual al acestora.
270 UR care acceptă vânzarea și respectiv cumpărarea cantităților de gaze naturale în
271 scopul utilizării FTG sunt denumiți în continuare parteneri FTG.

272 UR poate efectua tranzacții prin utilizarea FTG în scopul echilibrării propriului portofoliu
273 din ziua gazieră D-1, în limita cantității de gaze naturale comunicată de OTS prin
274 intermediul platformei informaționale reprezentând dezechilibrul înregistrat în portofoliul
275 acestuia pe durata aceleiași zile gaziere D-1.

276 Partenerii FTG confirmă în intervalul cuprins între zilele D și D+3 prin intermediul
277 platformei informaționale, nivelurile cantitative tranzacționate în scopul echilibrării
278 portofoliilor acestora pentru ziua gazieră D-1.

279

280 **3.1.2.2 Serviciul de Flexibilitate Intra-Zilnica**

281 SFZ este un instrument de echilibrare pus la dispoziția UR de OTS prin care UR poate
282 efectua în ziua gaziera D pentru aceeași zi gaziera D ajustări ale portofoliilor
283 individuale.

284 UR care optează pentru utilizarea SFZ va efectua ajustări ale nominalizarilor/
285 renominalizarilor prin nominalizarea intra-zilnica (NIZ).

286 UR care utilizează SFZ acceptă un decalaj orar între ora confirmării NIZ și ora
287 intrării/ieșirii gazelor naturale în/din SNT. OTS va informa UR asupra duratei decalajului
288 orar necesar operațiunilor de preluare în SNT și livrare din SNT a cantităților de gaze
289 naturale care au făcut obiectul nominalizărilor efectuate în cadrul SFZ.

290 UR are posibilitatea transmiterii unei singure NIZ în intervalul orar 09,00-14,00 al zilei
291 gaziere D, bazându-se inclusiv pe informații preluate de la clienții din portofoliu privind
292 dinamica consumului acestora pentru ziua respectivă.

293

294

295

296 **3.1.2.3 Serviciul de Flexibilitate prin stocarea in Conductele SNT**

297 Serviciul de flexibilitate prin stocarea in conductele SNT (SFC) este un instrument de
 298 echilibrare prin care OTS oferă UR posibilitatea stocării temporare in SNT a unor
 299 cantitati de gaze naturale al căror nivel se determină astfel:

300 $CSC = CGM - (CGT + CGP + OBA + CER + CST)$, în care:

301 - CSC – cantitatea de gaze naturale care poate face obiectul serviciului de
 302 flexibilitate prin stocare in conductele SNT;

303 - CGM – cantitatea de gaze naturale maxima din SNT;

304 - CGT – cantitatea de gaze naturale utilizata de către OTS in scopul asigurării:

305 - continuității fluxului de gaze naturale transportate dinspre punctele
 306 de intrare spre punctele de ieșire;

307 - fiabilității serviciului de transport;

308 - CGP – cantitatea de gaze naturale destinate consumului propriu in instalațiile
 309 aferente SNT si evidențiate cu titlul de consum tehnologic;

310 - OBA – cantitatea de gaze naturale prezenta in SNT numai in cazul acordurilor
 311 operaționale de echilibrare încheiate de OTS cu operatori ai sistemelor adiacente;

312 - CER – cantitatea de gaze naturale utilizate de OTS pentru activitățile/acțiunile
 313 de echilibrare reziduala;

314 - CST – cantitatea de gaze naturale aparținând UR care face obiectul serviciilor
 315 de transport prestate prin SNT.

316
 317 SFC va fi utilizat de UR pentru echilibrarea portofoliilor individuale, in condițiile in care
 318 aceștia înregistrează dezechilibre aferente unei zile gaziere.

319 SFC este opțional pentru UR si va fi pus la dispoziția acestora pe baze contractuale in
 320 conformitate cu o metodologie elaborată de OTS și care va fi supusă aprobării ANRE.

321 OTS va oferi UR serviciul SFC cu titlul de produs comercial, pe principii de
 322 transparenta, echidistanță și pe niveluri de tarificare în raport cu costurile efective
 323 înregistrate de OTS pentru prestarea acestui tip de serviciu.

325 **3.2 Expunerea totală la riscul de credit in vederea încheierii contractelor între** 326 **OTS și UR**

327 Participanții de pe piața gazelor naturale care solicită OTS pe baze contractuale
 328 dobândirea calității de utilizator de rețea atât pentru serviciile de transport cât și pentru
 329 serviciile de echilibrare, au obligația îndeplinirii cerințelor OTS privind analiza de credit.

330 Expunerea totală la riscul de credit în vederea încheierii contractelor între OTS și UR
331 se referă la:

- 332 – expunere în raport cu serviciile de transport;
- 333 – expunere în raport cu serviciile de echilibrare.

334

335 **3.3 Utilizarea mecanismelor de flexibilizare zilnică bazate pe prețurile marginale** 336 **de vânzare/cumpărare ale cantităților de gaze naturale care fac obiectul acțiunilor** 337 **de echilibrare a portofoliilor individuale ale UR**

338 Prețurile marginale de vânzare/cumpărare (abreviat PMVC) reprezintă prețurile aplicate
339 de către OTS utilizatorilor de rețea pentru soluționarea financiară a diferențelor dintre
340 intrările și ieșirile de gaze din SNT.

341 Prețul de marginal de vânzare/cumpărare se va baza pe un indicator al unui preț de
342 piață, adică un preț de referință care este stabilit de AC pentru fiecare zi gazieră și
343 publicat de AC/OTS la care se adaugă sau se scade o componentă de ajustare.

344

345 În caz de dezechilibru, utilizatorii de rețea se pot găsi în una din cele două situații:

- 346 - Excedent: în cazurile în care diferența dintre cantitățile de gaze naturale intrate în
347 SNT și cele ieșite din SNT este mai mare decât zero;
- 348 - Deficit: în cazurile în care diferența dintre cantitățile de gaze naturale intrate în
349 SNT și cele ieșite din SNT este mai mică decât zero.

350 În situația în care OTS constată o stare de dezechilibru cu titlul Excedent aferentă
351 portofoliului individual al UR, aceștia acceptă vânzarea către OTS a cantităților de gaze
352 naturale care reprezintă dezechilibrul înregistrat. Prețul gazelor naturale vândute de UR
353 către OTS, se calculează cu următoarea formulă:

- 354 - $PMV = PR - Caj$, unde:
- 355 - PMV = Preț marginal de vânzare;
- 356 - PR = Preț de referință; modul de determinare al PR este aprobat de ANRE ,
357 nivelul acestui preț fiind publicat zilnic de ANRE/OTS;
- 358 - Caj = Componenta de ajustare; valoarea Caj este elaborată și aplicată, în
359 conformitate cu prevederile art. 22 aliniatele 6 și 7 din *Regulament*.

360 În situația în care OTS constată o stare de dezechilibru cu titlul Deficit aferentă
361 portofoliului individual al UR, aceștia acceptă cumpărarea de la OTS a cantităților de
362 gaze naturale care reprezintă dezechilibrul înregistrat.

- 363
- 364 Prețul gazelor naturale cumpărate de UR de la OTS, în condițiile prezentului alineat, se
- 365 calculează cu următoarea formulă:
- 366 - $PMC = PR + Caj$, unde:
- 367 - PMC = Preț marginal de cumpărare;
- 368 - PR = Preț de referință; modul de determinare al PR este aprobat de ANRE ,
- 369 nivelul acestui preț fiind publicat zilnic de ANRE/OTS;
- 370 - Caj = Componenta de ajustare; valoarea Caj este elaborată și aplicată, în
- 371 conformitate cu prevederile art. 22 aliniatele 6 și 7 din *Regulament*.

372 **4. Motivele aplicării măsurilor provizorii**

373 Instituirea și aplicarea măsurilor provizorii reprezintă o necesitate față de stadiul actual
374 de dezvoltare al pieței angro a gazului pe termen scurt.

375 În urma evaluărilor, lichiditatea piețelor angro pe termen scurt se situează la un nivel
376 scăzut.

377 Produsele de tranzacționare zilnice și intra-zilnice nu sunt prezente pe piețele angro de
378 gaze din România.

379 Instituirea platformei de echilibrare și promovarea mecanismelor de flexibilizare bazate
380 pe utilizarea PMVC vor avea ca efect sporirea lichidității piețelor angro a gazului pe
381 termen scurt.

382 OTS estimează testarea platformei de echilibrare începând cu data de 01 octombrie
383 2016.

384

385 **5. Eliminarea măsurilor provizorii**

386 În termen de 5 ani de la data intrării în vigoare a *Regulamentului*, respectiv până la data
387 de 16.04.2019, OTS preconizează eliminarea măsurilor provizorii și implementarea
388 tuturor prevederilor *Regulamentului*.

389 OTS va întreprinde demersurile necesare pentru a garanta respectarea criteriilor
390 prevăzute de *Regulament*, cel puțin în cadrul unei platforme de tranzacționare care să:

- 391 a) ofere un sprijin suficient pe parcursul zilei gaziere atât utilizatorilor rețelei, pentru
392 a comercializa, cât și OTS, pentru a întreprinde acțiuni de echilibrare adecvate
393 prin comerțul cu produse standardizate pe termen scurt relevante;
- 394 b) ofere un acces transparent și nediscriminatoriu;
- 395 c) furnizeze servicii în baza principiului egalității de tratament;
- 396 d) asigure anonimatul tranzacționării cel puțin până în momentul încheierii unei
397 tranzacții;
- 398 e) ofere o imagine de ansamblu detaliată a ofertelor curente pentru toți participanții
399 la tranzacționare;
- 400 f) garanteze că toate tranzacțiile sunt notificate în mod corespunzător OTS.

401

402 OTS estimează că procedurile de nominalizare, renominalizare, corelare, alocare și
403 echilibrare, în concordanță cu prevederile *Regulamentului*, pot fi implementate începând
404 01 octombrie 2015.

405 Introducerea notificărilor comerciale prevăzute de Regulament este preconizată a se
406 realiza până la 1 octombrie 2018, în condițiile creării mijloacelor necesare VTP atât
407 pentru înregistrarea tranzacțiilor bilaterale între UR cât și de facilitare a accesului la
408 VTP a altor platforme de tranzacționare orientate spre deservirea pieței de gaze
409 naturale.

410

411 Termene referitoare la parcursul proiectului Raportului:

- 412 - Perioada de derulare a procesului de consultare a părților interesate 10.10.2014
- 413 - 14.10.2014;
- 414 - Revizuirea raportului în urma observațiilor primite în perioada de derulare a
- 415 procesului de consultare a părților interesate: 14.10.2014;
- 416 - Prezentarea Raportului spre aprobarea ANRE: 15.10.2014.

417 **6. Documente de referință**

418

Nr. crt.	Documentul de referință	Status	Data ultimei modificări
1	Regulamentul (CE) nr. 715/2009 privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1775/2005	în vigoare	14.10.2013
2	Regulamentul (UE) nr. 312/2014 de stabilire a unui cod de rețea privind echilibrarea rețelelor de transport de gaz	în vigoare	26.03.2014
3	Proiectul Ordinului președintelui ANRE privind modificarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport gaze naturale	Transmis ANRE	04.09.2014
5	<i>ACER ENTSOE Questionnaire for early implementation of the Balancing Network Code</i>	Transmis ANRE	08.08.2014
6	<i>Supporting Document for Public Consultation on the Draft Code on Balancing (BAL 241-12)</i>	în vigoare	13.04.2013

419