

**LIBERALIZAREA PIEȚEI
DE GAZE ÎN ROMÂNIA:
MAI MULTE OPORTUNITĂȚI
DECÂT RISCURI**

REZUMAT EXECUTIV

Odată cu aderarea României la UE și pe fondul lipsei presiunilor externe credibile pentru continuarea reformelor, piața românească a cunoscut un adevărat blocaj în perioada 2007-2011. Liberalizarea și prețurile au fost înghețate, ca și continuarea reformei companiilor de stat și reglementărilor. Însă, în ultimii trei ani, piața de gaze s-a transformat semnificativ, iar la începutul lui 2015 se liberalizează definitiv piața consumatorilor non-casnici. Din păcate, pentru consumatorii casnici, liberalizarea a fost din nou amânată cu doi ani și jumătate, până în 2021 - o măsură luată fără acordul Comisiei Europene și care ne poate atrage o nouă acțiune de infringement, pe lângă faptul că doar amână problema suportabilității, fără a oferi o soluție de sprijin social sustenabilă. Amânările liberalizării ne fac mai vulnerabili la o criză a importurilor de gaze naturale, diminuează veniturile bugetului de stat, descurajează proiectele pentru dezvoltarea resurselor interne de gaze naturale și nici nu permit valorificarea resurselor existente, fără risipă.

În acest timp, în Est, avem conflictul din Ucraina și abuzul de poziție dominantă al Gazprom, care ar putea însemna prețuri mari la gazele de import sau chiar întreruperea furnizării pe perioade mai scurte sau mai lungi de timp. Ca răspuns la această amenințare, Europa accelerează proiectele de interconectare și există premisele construcției unei piețe de gaze funcționale la nivel european în decurs de câțiva ani. Încă din 2009, de când tranzitul de gaze naturale prin Ucraina a fost întrerupt două săptămâni, se lucrează intens la coridorul Nord-Sud ca să se reducă dependența țărilor Europei Centrale de gazul rusesc, în general, și de cel tranzitat prin Ucraina, în particular, iar rezultatele pozitive se văd azi. S-a investit în interconectări, întărirea rețelelor naționale și construcția de depozite de înmagazinare subterană în statele Europei Centrale, ceea ce a crescut semnificativ concurența în piața de gaze naturale din aceste țări, crescând totodată securitatea energetică. Interconectările și liberalizarea au dus la concurență în beneficiul consumatorilor și creșterea securității aprovizionării chiar în țări care acum câțiva ani erau foarte dependente de gazul rusesc, precum Lituania, Ungaria, Polonia sau Slovacia. Din păcate, România nu și dezvoltă infrastructura în același ritm și nici nu profită de aceleași oportunități, cum ar fi fondurile europene. Ca peste tot, și în România consumatorii finali vor beneficia de

avantajele liberalizării doar dacă va exista și concurență în piața angro și între surse de energie: trebuie să continuăm interconectările și dezvoltarea rețelelor, simultan cu construcția pieței de gaze naturale.

Chiar cu reformele incomplete de până acum, și în România, liberalizarea pieței pentru consumatorii industriali (și non-casnici în general) a început să reducă vulnerabilitatea României la întreruperea furnizării de gaze naturale din Rusia. Creșterea prețului pentru gaze până la paritatea celui de import a făcut ca cererea din partea marilor consumatori industriali din industria energointensivă precum cea de îngrășăminte să scadă, iar consumul total al României de cca 16 miliarde m³ în 2008 a ajuns la cca 11-12 miliarde m³ pe an acum, în paralel cu reducerea cotei de import, de la 35% în anii trecuți la 15% în 2013 și chiar 9-10% în 2014. Acest lucru s-a întâmplat prin închiderea unor unități ineficiente și/sau prin eficientizarea consumului unor consumatori industriali. Pentru consumatorii casnici, cca. 24% din consumul total (32-33% incluzând termoficarea), liberalizarea a fost însă amânată, întârziere care nu rezolvă nimic și doar amână o problemă cu potențial exploziv. Creșterea prețurilor pentru energie, dacă nu este însoțită de măsuri adecvate de protecție socială pentru consumatorii cei mai afectați, ar putea duce la tensiuni sociale mai târziu, pe scenariul bulgăresc din primăvara anului 2013.

Pe partea de ofertă, incertitudinile cu privire la regimul fiscal al hidrocarburilor, precum și asupra gradului și termenelor realizării investițiilor asumate de Transgaz în planul de dezvoltare a infrastructurii de transport pe 10 ani¹, ar putea amâna momentul în care vor putea intra în piață gazele din Marea Neagră. La fel, incertitudinile cu privire la regimul fiscal și de redevențe al producției de hidrocarburi ar putea duce la scăderea producției din zăcămintele onshore din cauza declinului natural, dacă nu se fac investiții pentru redezvoltarea zăcămintelor existente și descoperirea de zăcămintele noi (ex. la adâncimi mari). Aceste resurse ar putea ajuta nu doar România, ci și țările din regiune, să fie mai puțin vulnerabile la un posibil abuz de poziție dominantă al Gazprom. Din păcate, multe din aceste chestiuni sunt abordate de decidenți în stilul obișnuit, ad hoc, în timp ce strategia energetică se lasă în continuare așteptată.

1. http://new.transgaz.ro/sites/default/files/plan_de_dezvoltare_pe_10_ani_2014_-_2023_14.12.2014.pdf

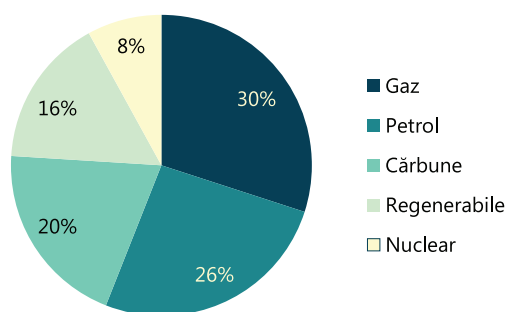
CAPITOLUL 1

INTRODUCERE

MIXUL DE ENERGIE

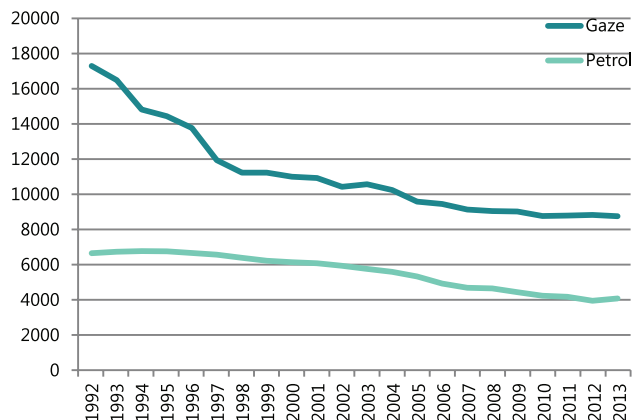
În prezent, gazul natural reprezintă cca 30% din mixul de consum de energie din România (Fig 1). Există doi producători, Romgaz și OMV Petrom, care acoperă cca. 95% din producție, și producători mai mici, dintre care cel mai important este Amromco, cu o cotă de sub 5%. OMV Petrom este o companie cu capital majoritar privat (51,01% OMV AG, 20,64% Ministerul Economiei, 18,99% Fondul Proprietatea și 9,36% alți acționari), în timp ce capitalul Romgaz este majoritar de stat, cu acționari minoritari Fondul Proprietatea și investitorii de pe bursele de valori de la București și Londra, unde a fost listată compania în 2013. România este pe locul 3 în UE ca nivel al rezervelor de gaz și importă doar cca 10-20% din consumul anual în special de la Gazprom, prin Ucraina, fiind într-o situație relativ mai bună decât țările din zonă, dependente aproape exclusiv de importurile de la Gazprom. Cu toate acestea, producția de țiței și gaze naturale în România este într-un declin continuu, câtă vreme prețurile menținute artificial la un nivel scăzut nu atrag investiții pentru redevoltarea zăcămintelor existente și în explorarea de noi zăcăminte (fig. 2); până la descoperirea rezervelor din Marea Neagră, se considera că exploatarea gazelor naturale din zăcămintele existente, mature și fragmentate, ar mai putea acoperi mai puțin de 6-7 ani o parte semnificativă de consum (Candole, 2014).

Fig 1. Mixul de energie al României



Sursa: Candole, 2014

Fig. 2 Producția de petrol și gaze din România



Sursa: INS, 2014

REȚELE DE TRANSPORT ȘI DISTRIBUȚIE

Distribuția e dominată de două companii, E.ON Gaz Distribuție și Distrigaz Sud Rețele, singurele cu peste 100.000 de abonați. Transportul este asigurat de Transgaz, rețeaua fiind interconectată cu Ungaria, Bulgaria și Ucraina, cu o capacitate de import de cca 40 milioane m³/zi.

În prezent, exportul fizic este limitat, din cauza presiunii scăzute din rețeaua Transgaz comparată cu presiunea gazului din țările vecine, și abia din 2019, din declarațiile oficialilor Transgaz, exporturile fizice ar putea deveni suficient de mari cât să conteze într-adevăr (odată cu

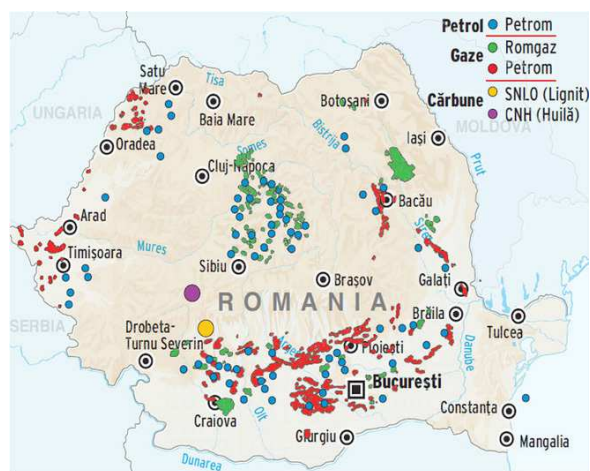
instalarea unor stații de comprimare care să permită fluxul invers pe Arad-Szeged și exportul prin conducta Iași-Ungheni). Conducta Iași-Ungheni, deschisă în vară, va putea livra deocamdată cantități nesemnificative către Moldova până la construcția a două compresoare, care au finanțare doar parțial asigurată din fonduri europene (necesarul fiind estimat de Transgaz la 110 milioane, în timp ce din Programul Operațional Infrastructură Mare se vor acoperi doar 20 de milioane cu 20 % cofinanțare Transgaz).

ZĂCĂMINTE NOI

Există un potențial de resurse estimate între 42-84 mld m³ în apele de mare adâncime din Marea Neagră, care ar urma să fie exploatate în jurul anului 2020 de concesionarii OMV Petrom și ExxonMobil în cazul în care se vor dovedi comerciale. Există și alți titulari offshore (Lukoil tocmai a anunțat începerea unui program de explorare) Sterling, Romgaz. În cazul în care aceste resurse se dovedesc comerciale, exploatarea e posibilă doar dacă Transgaz face investițiile de extindere și interconectare, prevăzute deja în Planul de dezvoltare pe 10 ani a sistemului național de transport, care să permită valorificarea gazului în piață; avem un regim fiscal competitiv, stabil și predictibil pentru industrie; și se dezvoltă o piață funcțională în România, liberalizată, care să permită valorificarea acestui gaz. Pentru ca producția din Marea Neagră să fie valorificată, sunt necesare mai multe investiții în dezvoltarea sistemului național de transport al gazelor naturale pentru preluarea cantităților offshore, precum și pentru modernizarea și extinderea conductelor de transport pentru a se adapta cerințelor pieței. Planul de dezvoltare pe 10 ani al Transgaz include construcția pe teritoriul României a conductei care să transporte gaz natural prin Bulgaria, România, Ungaria și Austria, până la hub-ul regional Baumgarten din Austria, conductă care este o prioritate europeană și ar putea fi finanțată parțial prin bani europeni prin Connecting Europe Facility². Rezolvarea problemei exportului fizic ar putea ajuta semnificativ și țările din regiune (Ungaria, Moldova, Bulgaria, dar și Ucraina) să își reducă vulnerabilitatea față de poziția dominantă a

Gazprom, deoarece aceste țări ar putea negocia mai bine cu Gazprom, în condițiile unei alternative la gazul rusesc. Acest lucru nu înseamnă neapărat că se vor exporta cantități mari de gaz natural în regiune, ci doar că vor exista alternative și Gazprom va fi forțat să intre într-o concurență reală, îmbunătățindu-și termenii contractuali. Aceasta a fost și experiența unor țări mult mai dependente de gazul de import decât noi și pe care liberalizarea pieței și investițiile în infrastructură le-au ajutat să-și rezolve o mare parte din probleme (de pildă, Lituania).

Fig 3. Resurse fosile în exploatare (petrol, gaze, cărbune)



Sursa: incomemagazine.ro

CASETA 1: LIBERALIZARE ȘI INTERCONECTĂRI: EXPERIENȚA SLOVACIEI

În Slovacia, gazul natural reprezintă cca 25% din mixul de energie primară, iar țara nu are producție proprie de gaz. SPP, furnizorul național de gaz, are din 2008 un contract pe termen lung cu Gazprom, reprezentând 90% din importuri. Ca urmare, orice întrerupere a furnizării de gaze naturale de la Gazprom lovește dur în economia slovacă: criza gazului din 2009 a redus PIB-ul țării cu 0.7% din PIB (PISM, 2013). Liberalizarea pieței

de gaze naturale s-a făcut pentru marii consumatori industriali (2006), iar apoi pentru gospodării (2008), deschizând posibilitatea și altor furnizori să intre în piață. Pentru acest lucru esențială a fost interconectarea - flux invers cu Cehia și Austria, cofinanțate prin fonduri europene, și în viitor cu Polonia și Ucraina; și construcția unor depozite de înmagazinare subterană - 3,1 mld m³ în 2015, reprezentând peste 50% din consumul anual al

Slovaciei. Așadar, dacă în 2008 SPP avea 100% din piața consumatorilor industriali, în 2014 a ajuns la sub 75%; în total, în 2011, concurenții lui SPP furnizau cca 21% din tot gazul consumat. În 2008-2009 apăruse concurență puternică pe segmentul consumatorilor industriali, iar cca 100.000 de gospodării și-au schimbat furnizorul în 2011, când mai mulți furnizori au început să concureze puternic și pe acest segment de consum (PISM, 2013).

SPP a pierdut cotă de piață și din cauza contractului mult prea rigid încheiat cu Gazprom, concurenții săi tranzacționând la prețuri spot. Concurența reduce prețurile: dacă în 2009, Slovacia avea cele mai mari prețuri din Europa pentru gazele naturale, acum se află pe locul 17 (Eurostat, 2014). Nu în ultimul rând, contează că SPP a negociat în 2009 contracte de furnizare și cu companii din Vest, ca urmare a crizei gazului.

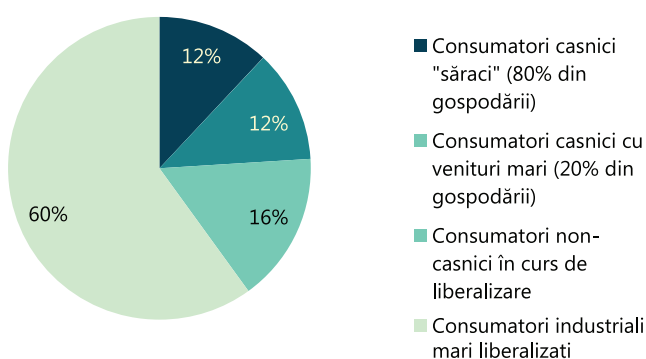
LIBERALIZAREA PIEȚEI

Există peste 100 de furnizori în piața angro din România, iar piața de gaze naturale este de facto parțial liberalizată (cca 55% la nivelul lunii iunie 2014 – potrivit ANRE), în sensul că o parte din consumatorii non-casnici chiar și-au exprimat opțiunea de eligibilitate care există în lege încă din 2007. Piața este însă dominată de EON și GDF, care dețin 90% din furnizarea în regim reglementat.

De la 1 ianuarie 2015, piața a devenit integral liberalizată pentru consumatorii non-casnici. Până în prezent, deși este iarnă, prețurile din piața liberă nu par să difere semnificativ față de prețurile reglementate de la sfârșitul lui 2014, pe burse făcându-se la începutul anului oferte de 80-90 RON/MWh cu livrare în februarie³. Cca 170.000 de consumatori non-casnici au intrat în piața liberă de la această dată. Marii consumatori industriali (Interagro, Azomureș etc), care intraseră în piața liberă chiar înainte de 2007, negociază și în prezent prețuri foarte apropiate de cele ale consumatorilor industriali reglementați până la 1 ianuarie 2015 (din discuțiile cu actori din piață, Interagro și Azomureș obțin azi gaze naturale la prețuri de cca 278 USD/1000 m³ adică 97 RON/MWh, comparativ cu CUG de 97,74 RON/MWh. În ceea ce privește relația directă între necesitatea informării consumatorilor și succesul liberalizării, o problemă a fost faptul că, în cazul celor 170.000 de consumatori non-casnici obligația de informare a acestora de către furnizorii lor din segmentul reglementat, cu privire la eliminarea prețurilor reglementate începând cu 1 ianuarie 2015, a fost instituită tarziu, din cauza discuțiilor până în ultima clipă pentru amânarea liberalizării, acești consumatori non-casnici fiind informați cu doar o lună anterior momentului liberalizării. Cu toate acestea, liberalizarea nu a generat haosul așteptat în piață. În total, cca 12% dintre consumatorii care nu-și exercitaseră dreptul de eligibilitate au făcut-o

în perioada noiembrie 2014 - 15 ianuarie 2015. În aceeași perioadă, 23% din clienții EON și 39% din clienții GDF și-au renegociat contractele cu furnizorii existenți (dare ANRE, 2015).

Fig 4. Structura consumului de gaze



Sursa: ANRE

Succesul liberalizării depinde de funcționarea unei piețe concurențiale atât angro, cât și de retail, precum și de eliminarea barierelor administrative în calea tranzacționării cu gaze, cum ar fi „coșul” (obligarea tuturor consumatorilor să cumpere o anumită pondere de gaz natural din import și din producție internă). Pentru consumatorii industriali, „coșul” a fost desființat, odată cu liberalizarea de la 1 ianuarie 2015, rămânând un „coș” doar pentru consumatorii casnici până la finalizarea liberalizării. Cu toate acestea, există opinii să se mențină în continuare pentru consumatorii non-casnici un „coș virtual” ca o referință de preț pentru cei 170.000 de consumatori non-casnici - o idee care, deocamdată, pare să fie susținută și de noul ministru al Energiei⁴. Scopul ar fi ca, în lipsa altor informații disponibile privind prețurile,

2. Proiectul "Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria", conform Planului Transgaz de dezvoltare a rețelei de 10 ani, aprobat de ANRE

3. Pentru comparație, prețul la cel mai apropiat hub de gaze, Baumgarten, este 23-24 EUR/MWh, echivalent cu cca. 100 RON/MWh; iar în vară prețul era 19 EUR, cca 78 RON/MWh. Producătorii interni se arată azi dispuși să vândă în bursa românească chiar puțin mai ieftin decât prețul reglementat. Nu este de așteptat o creștere a prețurilor în piața, ca rezultat direct al liberalizării pieței, orice evoluție în acest sens putând fi determinată de condițiile de piața viitoare.

4. <http://economie.hotnews.ro/stiri-energie-18840491-andrei-gerea-ministrul-propus-energie-imm-uri-finalizarea-strategiei-energetice-este-principalul-obiectiv.htm>

consumatorii recent liberalizați să aibă informații ca să negocieze prețuri mai bune cu furnizorii. Totuși, un asemenea „coș” ar putea întârzi de facto liberalizarea efectivă, reducând stimulentele pentru consumatorii non-casnici mici să-și schimbe furnizorul, căutând în piață pe cei cu cea mai bună ofertă. Ca să funcționeze cu adevărat, piața liberalizată presupune eforturi și din partea consumatorilor să-și caute ofertele cele mai avantajoase, iar reglementatorul trebuie să asigure informarea acestora privind ofertele mai curând prin comparatoare de preț decât prin referințe de preț artificiale.

Trebuie menționat faptul că în ultimii ani nu au crescut doar prețurile pentru gaze naturale, ci și celelalte tarife (transport, distribuție, înmagazinare subterană), care nu au legătură cu liberalizarea propriu-zisă. Aceste creșteri au fost și ele semnificative, dar nu au fost la fel de mediatizate. Tarifele de rețea au o pondere importantă din prețul final (distribuția ajungând până la 35%), deși ponderea este mare și din cauză că prețul final reglementat este cu totul încă la un nivel scăzut. Astfel, tarifele de distribuție au înregistrat majorări semnificative, care au variat în funcție de categoria de consum, ajungând să depășească 45% pentru anumite categorii; creșteri similare s-au înregistrat și pentru transport și înmagazinare subterană. De pildă, pentru categoria B1 - consumatori casnici, tariful de distribuție a ajuns de la 1 aprilie 2014 la 37,75 RON/MWh, la un preț final reglementat de 109,31 RON/MWh. Creșterile tarifelor de rețea pe MWh au fost parțial cauzate de consumul mai redus; în același timp, e posibil să fi contribuit și ele, la rândul lor, la reducerea consumului.

În piața angro, există de anul trecut două burse pe care se pot face tranzacții libere, OPCOM și BRM. În vara lui 2014, s-a instituit obligativitatea tranzacționării prin burse a unor cantități de gaze naturale pentru toți producătorii interni, obligație care a creșcut în 2015, apoi să descrească în următorii ani, ANRE considerând că la acel moment producătorii se vor fi obișnuit cu tranzacționarea prin burse și nedorind să impună o obligație care ar putea fi interpretată și ca o interdicție implicită de export (tabel 1).

Tabel 1.

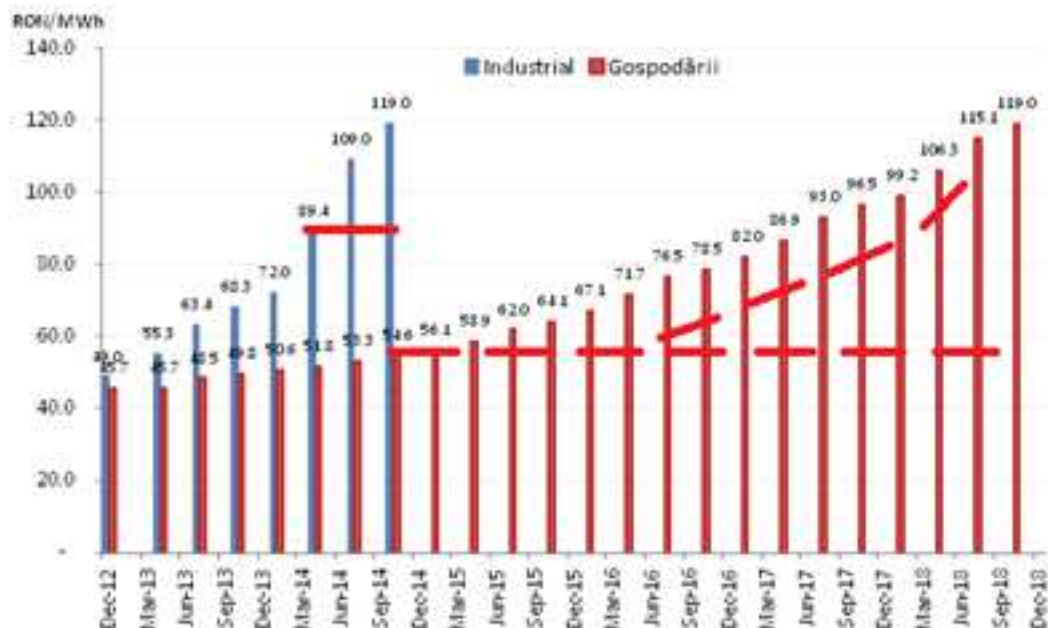
Anul	Obligație tranzacționare
2014	20%
2015	35%
2016	30%
2017	25%
2018	20%

Sursa: ANRE, Ordin 118/2014

Putem observa deja efectele acestor obligații. Astfel, producătorii au fost obligați pentru a doua jumătate a anului 2014 să tranzacționeze 20% din cantitățile rămase disponibile după scăderea angajamentelor contractuale anterioare și a cantităților destinate pieței reglementate. În ciuda unor temeri că aceste deduceri ar face toți participanții la piață să încheie rapid contracte fix înainte să intre în vigoare obligația de a tranzacționa pe bursă, acest lucru nu s-a întâmplat. Se estimează că până la sfârșitul anului s-au tranzacționat 0,4-0,5 mld m³ prin cele două burse, în principal prin BRM, adică aproximativ 7-8% din consumul total pe semestrul al doilea al lui 2014.

În cursul lui 2014, odată cu apropierea termenului final de liberalizare pentru consumatorii non-casnici și a momentului în care pentru consumatorii casnici creșterile de prețuri după calendar urmau să fie mai importante, au apărut discuții cu privire la continuarea, devansarea sau amânarea celor două calendare. În vara-toamna lui 2014 s-a rediscutat calendarul de liberalizare a pieței de gaze naturale, atât pentru consumatorii casnici, cât și pentru non-casnici. În cazul consumatorilor non-casnici, subiectul fierbinte a fost faptul că prețul reglementat pentru ultima „treaptă” de liberalizare, stabilit la începutul liberalizării (în 2012), urma să depășească prețurile în „piața liberă”. Teoretic, acest lucru ar fi însemnat că s-a atins paritatea prețurilor de import și nu ar mai fi fost necesară continuarea calendarului. În plus, vara se consumă doar gaz de producție internă și cererea este mai redusă, ceea ce ar fi permis consumatorilor liberalizați să negocieze mai ușor decât iarna. În schimb, s-a decis menținerea prețului reglementat la nivelul treptei anterioare, 89,4 RON/MWh, până la sfârșitul anului, urmând ca de la 1 ianuarie 2015 consumatorii să negocieze liber prețurile cu furnizorii lor. În ceea ce privește liberalizarea pentru consumatorii casnici, s-a pus problema de suportabilitate a creșterii de prețuri, având în vedere că în calendarul inițial cele mai mari creșteri de prețuri urmau să aibă loc în ultimii 2 ani ai calendarului (fig 5) Departamentul pentru Energie a „speculat” o neînțelegere la nivelul Comisiei Europene între două Direcții (DG Internal Market și DG Energy) cu privire la măsura în care calendarul de liberalizare, prin menținerea „coșului”, reprezintă sau nu o interdicție implicită de export pentru anumite cantități de gaze naturale, și a prelungit calendarul până în 2021 printr-o modificare a Legii Energiei 123/2012. Cum cu siguranță niciuna dintre cele două Direcții nu poate fi mulțumită cu această decizie a Guvernului român, există riscul să se declanșeze o nouă procedură de *infringement* pentru amânarea liberalizării; într-adevăr, Comisia Europeană a și trimis o scrisoare oficială autorităților în acest sens. Oricum, ANRE pregătește în prezent o propunere de ajustare a calendarului inițial, ceea ce ar putea însemna, eventual, o modificare a filozofiei de liberalizare pentru consumatorii casnici (a se vedea Capitolul 2).

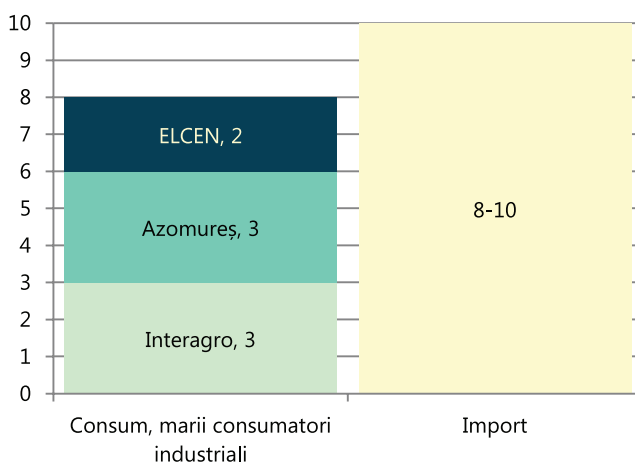
Fig 5. Calendarele inițiale de liberalizare și posibilele ajustări



Sursa: ANRE, Candole 2013. Deocamdată nu se știe cum va arăta calendarul pentru consumatorii casnici, dacă prețul va fi înghețat pe o perioadă și după iunie 2015, va crește mai încet și mai târziu, sau se va modifica filozofia liberalizării.

EFECTELE CONFLICTULUI DIN UCRAINA

Tot anul acesta, conflictul ruso-ucrainean și sancțiunile aplicate de UE Rusiei au dus la noi incertitudini cu privire la furnizarea gazelor rusești, nu doar prin conductele care tranzitează Ucraina, ci și în cazul în care Gazprom decide să întrerupă furnizarea pe toate rutele de tranzit. În vară, Gazprom a redus pe perioade scurte livrările către câteva țări europene (ex. 45% către Polonia, 10-15% către România). Deși pentru România reducerile de livrări nu au pus probleme (vara consumându-se exclusiv din producție internă și producția depășind consumul, înmagazinându-se stocuri pentru iarnă), gestul poate fi interpretat ca o amenințare pentru ce s-ar putea întâmpla iarna, mai ales dacă ar fi și o vreme neobișnuit de friguroasă. Testele de stres făcute de Comisia Europeană în lunile trecute au arătat că, în cel mai rău caz, o întrerupere totală de furnizare ar putea duce la întreruperi ale consumului cu 20-40% în perioada de iarnă 2014/2015 pentru România⁵.

Fig 6. Consum, marii consumatori industriali, vs import (mil. m³/zi)

Cifre valabile pentru iarna 2013/2014. În iarna 2014/2015, consumul Interagro a scăzut aproape de zero. Sursa: discuții cu reprezentanți ANRE

Teoretic, România ar putea face față în lunile de iarnă la întreruperea furnizării dacă reduce consumul (de pildă, întrerupând furnizarea către unii mari consumatori și trecerea altora pe combustibil alternativ, ca păcura, o opțiune pe care o are ELCEN). (fig 6) În acest moment, încă nu există o definiție legală și aplicabilă în practică pentru „consumatorii întreruptibili”, care să permită într-adevăr oprirea acestor mari consumatori pe motiv de siguranță energetică, deși acest lucru ar fi trebuit rezolvat până la sfârșitul anului⁶.

Pe scurt, principalele mize în domeniul gazelor naturale pentru România sunt: liberalizarea pentru consumatorii și casnici fără a genera tensiuni sociale; construcția unui cadru legal și de reglementare predictibil care să poată atrage investitori și diversifica sursele de gaze; construcția unor piețe funcționale și în care actorii „joacă” după

aceleași reguli, indiferent că sunt companii de stat sau private; interconectarea cu țările vecine, pentru tranzacții de export și surse alternative de aprovizionare. Toate aceste chestiuni trebuie articulate în mod coerent în viitoarea strategie energetică, în care trebuie ținut cont și de impactul măsurilor din sectorul gazelor naturale pentru celelalte sectoare ale energiei, de pildă, energia electrică, însemnând cerere mai mică sau mai mare de gaz în anii viitori. Spre deosebire de versiunile anterioare ale strategiei din 2007 și 2011, în care s-a pus accent în mod disproportionat pe sectorul energiei electrice, este esențial ca viitoarea strategie să țină cont și de rolul strategic al gazului natural ca sursă de tranziție către o economie verde, de potențialul său de a reduce emisiile și de flexibilitatea gazului ca sursă de backup pentru integrarea regenerabilelor în sistemul energetic.

6. Există un proiect de HG pentru identificarea clienților întreruptibili de siguranță, care ar fi trebuit aprobat până în 15 noiembrie și care ar trebui urmat de un Ordin de ministru pentru identificarea capacităților întreruptibile. Deocamdată, acest lucru nu s-a întâmplat.

CAPITOLUL 2

MIZELE INTERNE ÎN DOMENIUL GAZELOR NATURALE

Continuarea liberalizării poate fi blocată cu pretextul că, pe de o parte, consumatorii casnici nu își pot permite creșterile de preț, iar consumatorii non-casnici nu au suficiente informații și piața nu este suficient de concurențială încât să le permită acestora să obțină contracte la prețurile cele mai mici justificate economic. Până în ultima clipă a existat riscul să fie amânată și liberalizarea pentru consumatorii non-casnici, programată pentru sfârșitul lui

2014 - argumentul cunoașterii insuficiente a pieței fiind și cel pe care îl aduc în principal furnizorii reglementați EON și GDF, care pierd însă și o piață reglementată cu profit reglementat (cei 170.000 de consumatori non-casnici reprezentând 16% din consumul total). Cu toate acestea, problemele ridicate sunt pe deplin rezolvabile chiar continuând liberalizarea.

SE POATE FACE LIBERALIZAREA FĂRĂ TENSIUNI SOCIALE?

În ciuda spaimelor vehiculate de adversarii săi, liberalizarea este în primul rând în beneficiul consumatorilor casnici -- cu condiția să existe mecanisme de sprijin pentru consumatorii cei mai afectați de creșterea prețului gazelor naturale, cel puțin într-o primă fază.

1. *Monopolul.* Liberalizarea înseamnă, teoretic, concurență între furnizori pentru a oferi consumatorilor servicii de calitate la prețuri suportabile, dar economic justificate. Acest lucru se poate întâmpla însă doar câtă vreme consumatorii sunt informați cu privire la alternative, sunt conștienți că își pot schimba furnizorul și știu în ce condiții.

Nu este suficientă doar existența unor reglementări privind schimbarea furnizorului, consumatorii au nevoie de informații care să le permită o decizie cât mai în avantajul lor. Atât pentru consumatorii casnici, cât și pentru cei 170.000 de non-casnici care s-au liberalizat în iarnă, va fi esențial să existe informații ușor accesibile privind oferta: de pildă, comparatoare de prețuri⁷. Pentru consumatorii săraci este însă nevoie de sprijin financiar: directivele europene ale Pachetului Trei impun ca acest lucru să nu se facă însă prin prețuri artificiale care distorsionează piața, ci prin ajutoare de venit.

7. În Marea Britanie, OFGEM acreditează site-uri private să publice comparatoare de prețuri. Consumatorul introduce câteva date privind profilul lui de consum, comparatorul îi prezintă minim 10 alternative de furnizori și la ce preț ar putea obține gazul de la fiecare. OFGEM dă acreditarea cu condiția ca site-ul să ofere informații actualizate frecvent (ex max 3 luni); pentru un număr suficient de mare de furnizori (ex min 10). Website-urile sunt accesibile gratuit și supraviețuiesc prin reclame. La noi, ANRE a publicat pe site un comparator de tarife, care însă nu e încă funcțional.

Tabel 2. Consumatorii casnici de gaze naturale: structura pe tipul de consum

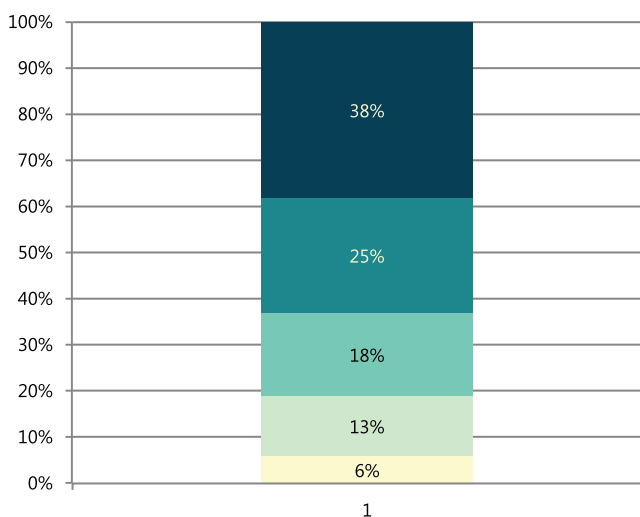
	Gospodării	% gospodării	Factura medie de gaz înainte de liberalizare (2011)
Centrala proprie	1.577.739	22%	143
Sobă pe gaze	515,965	7%	131
Termoficare și gaz doar pentru gătit	1.186.285	17%	34
Sobă pe lemne / cărbune și gaz doar pentru gătit	112.409	2%	56
Fără încălzire + gaz pentru gătit	27.141	0%	57
Fără Gaz	3.667.179	52%	0
TOTAL	7.086.718		

Sursa: Banca Mondială, PSIA 2013

2. *Inechitatea.* Prețurile ținute în mod artificial la un nivel scăzut sunt o măsură inechitabilă de protecție socială, deoarece prețurile mici avantajează consumatorii mai înstăriți, care și consumă mai mult gaz pentru încălzire. De pildă, cele 30% cele mai sărace gospodării reprezintă doar o zecime din numărul gospodăriilor care se încălzesc cu gaz natural; cei mai săraci nici nu au acces la gaz; centrale termice au, de regulă, cei mai înstăriți; iar cei mai bogați 40% beneficiau în 2012 de 63% din subvenția sub forma prețurilor reglementate la un nivel mult sub valoarea reală de piață. Subvențiile acestea sunt, însă, limitate și plătite din buzunarul tuturor, sub forma dividendelor mai mici la buget date de companiile de stat sau sumelor mai mici încasate ca impozit pe profit.

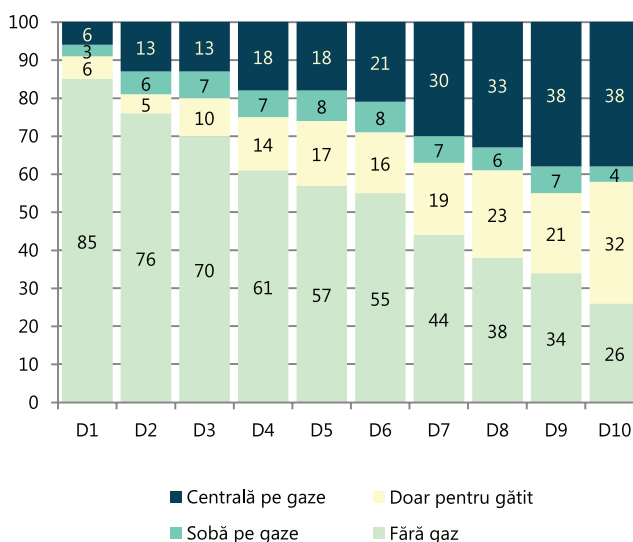
	GOSPODĂRII
D1	44.697
D2	92.675
D3	122.582
D4	156.357
D5	172.084
D6	216.919
D7	286.374
D8	318.427
D9	402.906
D10	413.164
TOTAL	2.226.182

Fig 7. Subvenția prin prețul reglementat al gazelor, distribuită pe chintile de venit



Tabel 3. Numărul de gospodării, pe decile, care folosesc gaz pentru încălzire

Fig 8. Consumul de gaz pe decile de venit

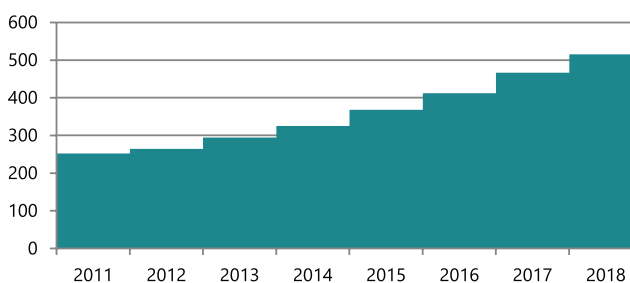


Sursa: Banca Mondială, PSIA 2013

3. *Ajutorul de venit.* Dacă în loc să subvenționăm consumul prin prețuri mici, se construiește o politică socială prin care cei mai săraci sunt sprijiniți cu ajutor de venit, iar prețurile ajung la nivelul real de piață, există mai multe avantaje. Consumatorii pot decide care din sursele de energie (termoficare, încălzire electrică, gaz, sobe cu lemne etc.) este cea mai avantajoasă ca raport preț/calitate. Prețul mai mare pentru gazele naturale îi va face pe consumatori să și risipească mai puțină energie (de pildă, izolându-și locuințele sau încălzind doar o parte din locuință și numai la orele în care stau acasă). Azi, de sprijinul prin prețurile mici nu beneficiază deloc tocmai cei care sunt atât de săraci, încât nici nu se pot conecta la gazele naturale. Cu un sprijin de venit, aceste gospodării s-ar putea conecta la rețeaua de gaze naturale, dacă își doresc acest lucru.

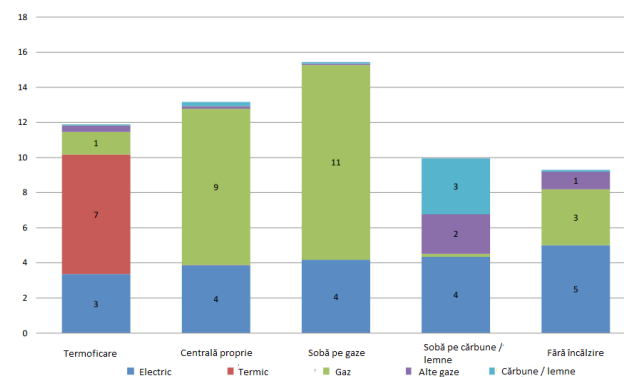
Argumentul major contra liberalizării îl reprezintă suportabilitatea creșterilor de prețuri, mai ales în condițiile în care prețurile mici la gazele naturale în anii trecuți au făcut ca un număr important de gospodării să se deconecteze de la termoficare și să treacă pe încălzire cu centrale proprii pe gaz. Totuși, amânarea liberalizării va adânci problema, din cauză că gospodăriile se deconectează în continuare, dacă gazul ieftin rămâne o alternativă mai bună pentru consumatori decât un serviciu de termoficare rămas încă la un raport calitate / preț mult mai dezavantajos, din cauza întâzierilor reformei în sectorul termoficării. În prezent, rata medie anuală a deconectărilor de la sistemele de termoficare este de 4% și există un punct critic la care sistemele de termoficare din orașe ajung să se desființeze cu totul (Banca Mondială, Climate Change RAS 2013). Din cauza deconectărilor de la termoficare din ultimii ani, există un număr de consumatori chiar din rândul populației urbane, cu venituri medii, care substituie termoficarea cu centrale individuale pe gaz și care vor fi puternic afectați de creșterea de prețuri fără să fie neapărat din categoria așa-numiților „consumatori vulnerabili”, cum sunt definiți în directivă și în legislația românească. Un studiu al Băncii Mondiale estima că, pentru a acoperi creșterea de prețuri pentru gaze la nivelul de piață, față de 2012, ar fi nevoie de o extindere a numărului de beneficiari de ajutoare de încălzire cu 30-40% și un plus de ajutor de 43 RON/lună/gospodărie (PSIA 2013). Pe scurt, liberalizarea pentru consumatorii casnici trebuie să țină cont simultan și de puterea de cumpărare, și de structura de consum a acestora, pentru a construi o schemă de sprijin mai echitabilă decât cea de astăzi și care să avantajeze mai mult consumatorii săraci sau „vulnerabili” de creșterea prețurilor. Se poate concepe și un sistem de facturare care să distribuie mai bine cheltuiala pe parcursul anului, pentru a evita șocurile de preț iarna. Se poate, de asemenea, construi un sistem de tarif binomial, simultan pentru termoficare și pentru gaz, cu o componentă fixă și una variabilă: iar statul poate subvenționa mai mult componenta fixă, ceea ce ar duce automat la un sprijin proporțional mai mare pentru cei cu consum redus, care sunt de regulă și cei mai săraci.

Fig. 9 Valoarea medie lunară a facturii pentru gaz, gospodărie medie, în lunile de iarnă (RON/lună/familie)



Sursa: Banca Mondială, PSIA 2013. Datele sunt calculate luând în considerare calendarul de liberalizare inițial până în 2018.

Fig. 10 % cheltuieli cu energia din venitul total, pentru lunile decembrie-aprilie 2011



Sursa: Banca Mondială, PSIA 2013

În prezent, după doi ani de liberalizare graduală și după liberalizarea completă a consumatorilor non-casnici începând cu luna ianuarie 2015, reprezentanții ANRE estimează că, din totalul de 24% din consum reprezentat de consumatorii casnici, cca. jumătate (reprezentând cca. 20% din numărul total de gospodării) este consum al unor gospodării care și-ar putea permite chiar azi prețul real al gazului, un preț cu cca 20% peste prețul final de azi, inclusiv tarife de rețea și taxe. Cealaltă jumătate din consumul casnic (cca. 80% din numărul de gospodării) ar avea nevoie de o schemă de ajutor social pentru a suporta această creștere. De-a lungul timpului au existat mai multe metode prin care se putea construi o astfel de schemă, permițând liberalizarea accelerată a pieței. În orice caz, alternativele pe care Guvernul le-a avut de-a lungul timpului pentru sprijinul social al consumatorilor casnici sugerează că **nu** consumatorii casnici au fost motivul real pentru amânarea liberalizării pieței. Mai jos, opțiunile disponibile în 2009; în 2011; și azi.

1. 2009: *Dividende mai mari de la producătorii de gaz natural*

Prima opțiune și cea mai simplă înainte de aprobarea calendarelor actuale de liberalizare era liberalizarea instantanee și folosirea dividendelor suplimentare colectate de stat pentru a construi o schemă de

suport pentru consumatorii casnici. De pildă: în 2009, prețul reglementat era de 150 USD/1000 m³ (cca 50 RON/MWh). Azi, vedem că prețul de piață pentru gazul natural este de cca 280 USD/1000 m³ (90 RON/MWh), preț la care cumpărătorii sunt dispuși să cumpere și azi producția OMV Petrom și Romgaz de cca 11 mld m³. Astfel, putem considera că într-un an ca 2009 OMV Petrom și Romgaz au pierdut profituri potențiale reprezentând diferența între prețul real de piață pe care îl observăm azi și prețul reglementat:

- OMV Petrom: $5,34 \text{ mld m}^3 \times (280-150) = 694 \text{ mil USD}$
- Romgaz: $5,78 \text{ mld m}^3 \times (280-150) = 751 \text{ mil USD}$

La momentul respectiv, statul deținea 80% din Romgaz, 20% din OMV Petrom, iar profiturile suplimentare ar fi devenit dividende la bugetul statului (pentru simplificare, considerăm dividendele integral ca venituri la buget, deoarece și impozitul de 16% tot venit la bugetul statului ar fi fost):

- Pierdere stat: $20\% \times 694 + 80\% \times 751 = 740 \text{ mil USD}$

Dacă prețul pentru consumatorii casnici ar fi fost liberalizat instantaneu, ajungând la nivelul de piață, ar fi crescut cu cca 45% (de la 300 la 450 USD cu tot cu tarife transport și distribuție). În alte cuvinte, creșterea totală de factură pentru toți consumatorii casnici, considerând că consumul acestora se acoperă în proporție de 95% din producție internă, ar fi fost: $95\% \times 3 \text{ mld m}^3 \times (280-150) = 370 \text{ mil USD}$. Dacă luăm în calcul și consumul de gaz al CET-urilor pentru producția de energie termică pentru populație, cca 1 mld m³, creșterea totală de costuri pentru consumatorii casnici ar fi ajuns la $95\% \times 4 \text{ mld m}^3 \times (270 - 150) = 494 \text{ mil USD}$.

Cu cei 740 de milioane USD, statul ar fi putut plăti integral diferența de factură pt toată lumea de 370 (494) și ar fi rămas cu diferența. Desigur, diferența ar fi oferit spațiu fiscal și pentru deduceri fiscale producătorilor de gaze naturale pentru investiții, de pildă.

2. **2011: „Impozitele pe veniturile suplimentare din liberalizare”**

A doua variantă ar fi putut fi folosirea sumelor colectate la bugetul de stat din supraimpozitarea veniturilor suplimentare rezultate din liberalizare pentru construcția unei scheme de ajutor pentru consumatorii casnici. Una dintre opțiunile propuse de FMI la începutul lui 2011, odată cu începerea ultimului acord *stand-by*, a fost supraimpozitarea veniturilor suplimentare ale producătorilor de gaze naturale și folosirea sumelor respective pentru plata directă a unei părți din factura de gaze pentru consumatorii casnici, pentru a atenua șocul creșterii prețurilor. Cu toate acestea, însăși justificarea introducerii unui „impozit

suplimentar pentru veniturile din dereglementare” era legată de faptul că acea creștere de prețuri din calendar era o măsură administrativă, iar veniturile suplimentare la buget erau necesare pentru a putea face liberalizarea pentru consumatorii casnici fără costuri sociale majore un număr de ani. La vremea respectivă, se putea discuta un pachet cuprinzător care să conțină întreaga impozitare a sectorului și măsurile sociale aferente; în acest moment, odată cu finalizarea liberalizării pentru consumatorii non-casnici, această opțiune este mult mai dificilă. Impozitul de 60% asupra veniturilor suplimentare, din liberalizarea gazelor naturale, a fost prelungit cu încă un an la sfârșitul lui 2014, dar este o soluție temporară și trebuie definitivat anul acesta acel cadru fiscal care să fie suficient de bine construit și gândit, încât să nu se mai justifice măsurile ad hoc de modificare a impozitelor pe care le-am văzut în ultimii doi ani. Este necesar un regim de redevențe și impozitare care să asigure atât venituri mai mari la bugetul de stat pentru zăcămintele care au o profitabilitate mai mare (ex. cele cu costuri mici sau în condiții de prețuri de piață ridicate), dar în același timp să încurajeze proiectele de dezvoltare cu costuri și/sau riscuri mari cum ar fi cele din Marea Neagră, proiectele onshore la mare adâncime sau cele cu geologie complicată și menținerea în funcțiune a sondelor cu productivitate scăzută. Sistemul de redevențe și impozitare trebuie să țină cont de cele mai bune practici internaționale și să fie adaptat specificităților României. Un asemenea cadru fiscal trebuie discutat și aprobat transparent, fiind un subiect sensibil pentru toți cei implicați.

Revenind la opțiunea valabilă în momentul 2011, un calcul simplu ar fi arătat astfel, considerând că în medie 95% din consumul de gaze naturale al populației este din producția internă:

- creșterea totală de prețuri comparativ cu baza 2011 - doar pentru gaz (fără tarife și taxe), la consumul de azi, pentru toți consumatorii casnici: $95\% \times 3 \text{ mld m}^3 \times (280 - 150 \text{ USD}) / 1000 = 370 \text{ milioane USD}$. Dacă am lua în calcul și consumul de gaz al CET-urilor pentru producția de energie termică pentru populație (cca 1 mld m³ / an), creșterea totală a facturii consumatorilor casnici s-ar fi ridicat la 494 milioane USD, exact ca la punctul 1).
- încasarea maximă la buget, dacă toată producția internă ar fi fost vândută la preț de piață încă din 2011 și dacă nu ar fi fost deduceri pentru investiții: $11 \text{ mld m}^3 \times 60\% \times (280 - 150) / 1000 = 858 \text{ milioane USD}$. Chiar presupunând că producătorii interni ar fi obținut deduceri pentru investiții (reducând impozitul efectiv sub 60%), și luând în calcul și deducerea redevenței, suma putea acoperi diferența de preț pentru toți consumatorii casnici. Calculul de mai sus nu ține cont și de alte venituri ale bugetului de stat (ex.

impozit pe profit pentru producători, taxa pe valoarea adăugată, dividendele plătite aferente participatiei statului, alte impozite generate prin efect de multiplicare indirect și indus). inclusiv din investiții suplimentare pentru dezvoltarea resurselor interne care s-ar fi putut realiza în condițiile unei piețe liberalizate). Suma de 858 milioane USD ar fi putut fi mai mică dacă s-ar fi acordat un termen de grație pentru consumatorii non-casnici, adică să se fi aplicat liberalizarea graduală pentru aceștia cum s-a întâmplat,

de fapt. În practică, încasările totale din ultimii doi ani (din cauza calendarului gradual, dar și ținând cont de deducerile pentru investiții) se ridică la cca 900 milioane lei, suficiente pentru a asigura sprijinul consumatorilor vulnerabili. Sumele respective nu au fost însă folosite pentru construcția unei scheme de sprijin care să acopere o categorie mai largă de consumatori decât „consumatorii vulnerabili”, ci s-a dus la bugetul de stat pentru cheltuieli generale.

Tabel 4. Încasări efective din impozitul pe veniturile suplimentare, mil RON

	2013					2014				
	Q1	Q2	Q3	Q4	TOTAL	Q1	Q2	Q3	Q4 - Oct	TOTAL (oct)
Impozitul pe veniturile suplimentare rezultate din dereglementarea prețurilor gazului	7.45	46.67	63.03	125.92	243.07	179.89	215.17	163.73	58.87	617.66
Sume raportate de companii - Petrom					157					417
Sume raportate de companii - Romgaz					80					235

Sursa: Ministerul Finanțelor 2014, rapoarte Petrom și Romgaz. Pentru anul 2014, cifra Petrom este pentru tot anul; pentru Romgaz acoperă Q1-3; iar totalul furnizat de Ministerul de Finanțe este pentru primele 10 luni ale anului.

Pe scurt, variantele 1) și 2), disponibile în 2009 și 2011, ar fi însemnat în esență același lucru: puteam transfera subvențiile date până atunci tuturor consumatorilor de gaze naturale, în principal marilor consumatori industriali, subvenții date pe socoteala producătorilor OMV Petrom și Romgaz și restului de producători, înapoi în buzunarul statului. În continuare, statul putea decide, prin consultare cu toți cei interesați, ce să facă în continuare cu acei bani. Aritmetic, sumele erau suficiente cât să compenseze un număr de ani pe toți consumatorii casnici pentru creșterea de prețuri, să ofere deduceri fiscale pentru investiții producătorilor de gaze și chiar să rămână sume disponibile și pentru bugetul general al statului.

- Mai departe, sumele suplimentare la bugetul statului puteau fi folosite pentru o schemă de ajutor social în mai multe feluri. Cel mai simplu, statul (prin Ministerul Muncii) putea plăti direct o parte din factură, între prețul plătit de consumator și factura totală la preț liber, în așa fel încât consumatorul să poată ști și prețul integral al gazelor naturale, și subvenția de la buget plătită. În alte cuvinte, consumatorul ar fi primit factura cu prețul integral (de pildă, 280 USD/1000 m³ + tarife + taxe), din care ar fi plătit 150 + tarife + taxe, iar Ministerul Muncii ar fi apărut pe factură cu contribuția sa echivalentă a 130 USD / 1000 m³. Foarte important, cetățenii ar fi fost pe deplin informați cu privire la prețul real al gazului și ar fi conștientizat, poate, că subvenția

constituie tot bani de la buget, adică tot ai lor. O asemenea schemă ar fi putut acoperi pe toți consumatorii casnici, liberalizându-i de facto instantaneu și lăsându-le imediat opțiunea de a schimba furnizorul, dar fără totuși să plătească mai mult decât în 2009-2011. Această variantă ar fi fost cel mai ușor de administrat, Ministerul Muncii având deja scheme și aranjamente instituționale prin care putea plăti direct o parte din factură furnizorilor acestor consumatori. Dezavantajul constă în faptul că s-ar fi păstrat „inechitatea” sprijinului prin factura mai mică, principalii beneficiari fiind cei mai înstăriți și cu consum mai mare, și nu ar fi stimulat eficientizarea consumului.

- alternativ, Ministerul Muncii ar fi putut „ținti” mai bine consumatorii mai săraci, plătind o parte mai mare din facturile acestora și o parte mai mică din facturile consumatorilor mai înstăriți. Dezavantajul l-ar fi reprezentat dificultatea administrativă a identificării exacte a categoriilor de consumatori, însă acest lucru nu este imposibil. Un tarif binomial bine calculat și subvenționarea componentei fixe ar fi putut face și mai ușoară diferențierea sprijinului pentru consumatorii mai săraci, care de regulă și consumă mai puțin, și cei mai înstăriți.
- cea mai bună variantă ar fi fost plata acestor bani în cash, „țintit” pe consumatorii casnici mai

săraci, în așa fel încât consumatorii să aibă cea mai puternică motivație de a-și reduce consumul pentru a economisi sumele. La Ministerul Muncii există date privind consumatorii cei mai săraci (cei care beneficiază acum de sprijin pentru încălzire). Pentru liberalizarea pieței de gaze naturale, care afectează și consumatori din mediul urban cu venituri medii și care au înlocuit termoficarea cu centrale pe gaze, grupul de beneficiari ai schemei de sprijin ar fi trebuit extins, dar există, cel puțin, capacitate tehnică pentru acest lucru, iar Banca Mondială a făcut analize care ar fi putut ajuta acest demers (PSIA 2012).

Din această schemă, mării „pierzători” ar fi fost consumatorii non-casnici, în special mării consumatori industriali care, deși se află în piața „eligibililor” dinainte de 2007, au putut negocia cu producătorii prețuri foarte apropiate de cele reglementate. În esență, acesta a fost motivul major al blocării liberalizării: prețurile reglementate au fost folosite ca o referință falsă de preț, în absența unui preț „de piață”, de care au beneficiat și consumatori care nu mai aveau ce căuta în categoria reglementată.

3. **2015: „Primii 2000 m³” mai ieftini**

În acest moment, odată cu amânarea calendarului, se discută modalitățile în care ar putea fi refăcut calendarul de liberalizare a pieței pentru consumatorii casnici. Există mai multe variante: fie prelungirea calendarului existent până în 2021, cu creșteri graduale de preț, dar cu pragul final la nivelul de azi al prețului (90-95); fie o variantă care să trateze diferit o anumită cantitate de gaze (ex, 2000 m³), iar ce depășește să fie la preț de piață. ANRE ar putea lua în calcul o schemă de sprijin prin care consumatorii casnici să plătească la prețul reglementat de azi primii 2000 m³/an consumați, iar consumul care depășește acest nivel să fie plătit la prețul de piață pe care îl

plătesc și consumatorii non-casnici. O asemenea variantă ar acoperi, după estimările (informale) ANRE, pe cei 80% dintre consumatorii casnici care consumă jumătate din consumul total al gospodăriilor, în timp ce celorlalți consumatori le-ar acoperi o parte din consum, mai mare sau mai mică în funcție de consumul lor individual. Pentru a ne face o idee, un apartament de 3 camere cu centrală proprie consumă 2000-2500 m³/an, iar o vilă cca 3000 m³/an. În anii următori, s-ar putea construi un calendar de liberalizare în mai multe feluri. De pildă, s-ar putea merge pe principiul pe care s-a făcut cel pentru liberalizarea pieței de energie electrică (inițial 2000 m³ ar fi reglementați, scăzând apoi gradual/anual cantitățile reglementate până în 2021). O altă variantă ar fi creșterea graduală a prețurilor pentru cei 2000 m³ până la paritatea prețului de piață până în 2021. Deocamdată nu există încă un proiect pe site-ul ANRE. Cert este că, odată cu prelungirea termenului final al liberalizării (vara lui 2021), și modificarea parității de la finalul calendarului trebuie reconstruit și calendarul pentru consumatorii casnici cât de curând.

Această variantă are avantajul că este mai echitabilă decât prețul reglementat la același nivel pentru toată lumea (îi sprijină mai mult pe consumatorii săraci) și stimulează gospodăriile cu venituri și consum mai mare să-și eficientizeze consumul, tot ce depășește 2000 m³ fiind plătit la prețul real de piață. Pentru acest lucru, este însă necesar ca piața de gaze naturale să funcționeze și să fie concurențială, astfel încât furnizorii să poată achiziționa cantitățile de gaz în condiții competitive. Spre deosebire de acum câțiva ani, există acum șansa construcției unei piețe cu adevărat liberalizate. EFOR a organizat trei dezbateri locale la Timișoara, Iași și Cluj și, într-adevăr, varianta preferată a publicului ar fi «primii 2000 m³ mai ieftini», deși în acest moment se pare că se va merge pe o creștere graduală a prețului pentru tot consumul casnic.

CUM CONSTRUIM O PIAȚĂ FUNCȚIONALĂ?

Liberalizarea pieței de gaze naturale trebuie făcută în așa fel încât în primul rând consumatorii (atât cei casnici, cât și non-casnici) să aibă de câștigat. Există totuși câteva riscuri, reale, ca liberalizarea pieței de gaze să nu ducă la beneficii pentru consumatorii mici și mijlocii:

- piața de gaz angro este încă imatură, iar cantitățile tranzacționate pe burse sunt reduse. Acest lucru are un impact direct și asupra pieței de retail. Până în vara lui 2014, cu excepția unor tranzacții încheiate de OMV Petrom pe BRM, toate contractele pe piața angro erau încheiate bilateral, în afara unei platforme centralizate. În semestrul al doilea al lui 2014, tranzacțiile au ajuns

la aproape 7-8% din consumul total de gaze naturale, la un preț mediu foarte apropiat de prețul gazului pentru consumatorii non-casnici reglementați (85-86 RON/MWh la BRM, comparativ cu 89,4 în calendar). Tranzacțiile sunt în continuare lunare, deși nu există nicio restricție pentru încheierea unor tranzacții pe termen mai lung sau mai scurt. Nu există încă o piață „spot” pe modelul pieței spot de energie electrică pentru OPCOM, însă acest lucru nu este un motiv de amânare a liberalizării pieței. Pentru a încuraja tranzacțiile pe piețele centralizate este necesară crearea instrumentelor flexibile de tranzacționare, asemănătoare celor de pe piețele din Vest.

CASETA 2: EXPERIENȚA BURSEI DE ENERGIE ELECTRICĂ OPCOM

Pentru construcția unei burse funcționale de gaze naturale trebuie valorificată „memoria instituțională” a modului în care s-a construit piața de energie electrică în urmă cu 10 ani, cu sprijinul Băncii Mondiale și al Comisiei Europene. Trebuie reținut că, la vremea respectivă, piața de energie electrică din România nu era mult diferită de cea de gaz astăzi. Piața era doar parțial liberalizată, unii din cei câțiva producători de stat încheiau contracte bilaterale pe termene lungi și în mod necompetitiv și netransparent (așa-numitele „contracte cu băieții deștepți” încheiate între 2000-2004), se construise o variantă rudimentară de piață „spot”, fără platforma automatizată de azi. În plan era și privatizarea într-un orizont de timp previzibil (2-3 ani) a câtorva companii de producție de energie electrică, iar eventualii investitori își doreau contracte tip „PPA” pentru a avea garanția că respectivii producători urmau să aducă un flux de venituri previzibil pe o perioadă mai lungă de timp. În același timp, exista temerea că, dacă nu se construiește o bursă funcțională de energie electrică, companiile de stat și partenerii lor privilegiați vor avea și în continuare o scuză să încheie contracte de vânzare de energie fără licitație, necompetitiv, netransparent, discriminatoriu. Nici pentru piața de energie electrică nu exista încă un Cod Comercial (echivalentul Codului de Rețea din piața de gaze, azi în curs de rescriere), care să construiască

un cadru clar pentru tranzacțiile voluntare și pentru funcționarea pieței de echilibrare și a celei de rezerve.

Pentru a ajunge din acest punct la o piață funcțională nu s-a așteptat întâi finalizarea codului comercial al pieței angro și piața de echilibrare, ci s-au făcut următorii pași:

1. proiectarea modelului de piață
2. încheierea unor contracte pe termen mai lung prin bursă, în mod competitiv și transparent, înregistrate la bursa OPCOM, contracte cu cantități în scădere, pentru a nu afecta pe termen lung concurența în piața de energie electrică
3. finalizarea codului comercial al pieței angro
4. construcția simultană a pieței spot la OPCOM (platforma construită cu licență de la cea mai bună bursă de profil din Europa, Nordpool) și a pieței de echilibrare la Transelectrica cu decontare la OPCOM; obligativitatea tranzacționării unor cantități în creștere pe piața „spot” a OPCOM (5% până la sfârșitul lui 2005, 10% 2006, 15% 2007)
5. tranzacționarea serviciilor tehnologice de sistem (ex rezerve) pe platforma pieței de echilibrare de la Transelectrica.

- Modelul a fost într-adevăr urmat și de piața de gaze naturale până acum, parțial. De pildă, s-a făcut un studiu privind modelul de piață (deși, deocamdată, nu s-a luat o decizie finală printr-un act normativ) și s-au încheiat deja contracte lunare pe cele două burse, BRM și OPCOM. S-a introdus obligativitatea tranzacționării unor cantități prin burse. Ceea ce lipsește în prezent este o piață „spot” în adevăratul sens al cuvântului, mai exact, o platformă automatizată care să poată permite încheierea tranzacțiilor pentru ziua următoare între parteneri alocați automat, nediscriminatoriu, de sistem, în funcție de prețul din piață, platformă legată de Transgaz pentru a permite și calcularea și decontarea dezechilibrelor. Simultan, trebuie finalizat și Codul rețelei.
- Cadru de reglementare este insuficient, deși în ultimele luni s-au făcut pași importanți pentru acoperirea lacunelor existente. Este urgentă actualizarea/finalizarea Codului rețelei și punerea lui în acord cu reglementările europene; construcția unei piețe de echilibrare (și aprobarea tarifelor de dezechilibru) și creșterea rolului Transgaz în menținerea echilibrelor - construcția unei platforme de echilibrare, finalizarea aplicării sistemului de tip

intrare-ieșire, inclusiv crearea punctului virtual de tranzacționare, obligarea Transgaz să finalizeze SCADA pentru a putea monitoriza în mod adecvat în orice moment fluxul de gaz în orice punct al rețelei.

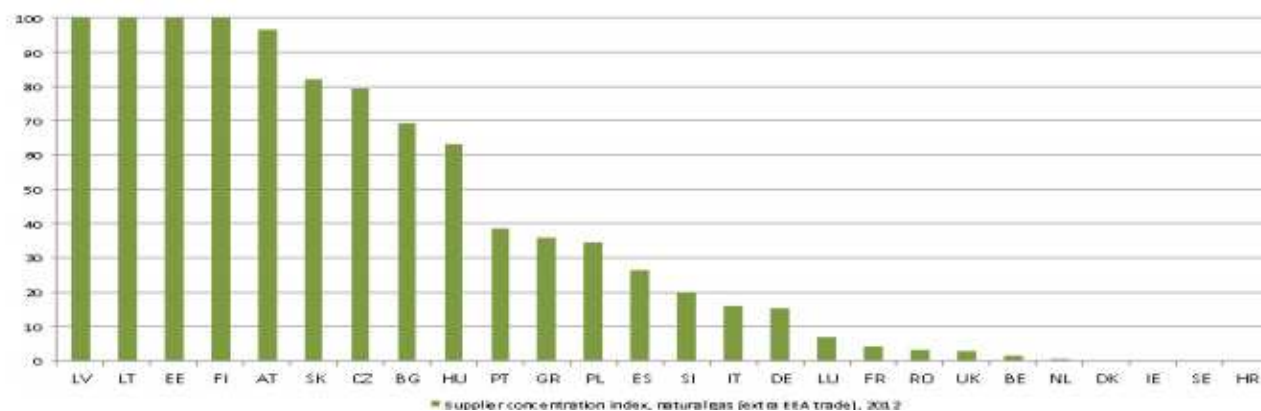
Doi mari producători (OMV Petrom și Romgaz), acoperă aproximativ 90% din consum, în timp ce importurile sunt deocamdată expuse riscului unor posibile întreruperi cauzate de abuzul de poziție dominantă al Gazprom. Sectorul de producție e astfel mult mai concentrat decât în sectorul energiei electrice, unde la începutul anilor 2000 producția fusese „spartă” în mai multe companii, care urmau să concureze unele cu celelalte, în special odată ce o parte din ele ar fi fost privatizate (de pildă, termo). Alternativa pentru o concurență mai bună în piața de gaze naturale este atragerea de investiții (Marea Neagră, redevoltarea zăcămintelor existente, dezvoltarea unor noi onshore, posibil și gazele de șist), interconectarea mai bună cu țările din jur și cu flux în ambele sensuri, precum și construirea unui cadru fiscal care să nu „sufocă” producătorii în general și în special producătorii mici, precum Amromco, Hunt Oil, etc. În același timp însă, spre deosebire de piața de energie electrică, în sectorul gazelor naturale și partea de cerere este dominată de 3 mari consumatori, Interagro⁸, Azomureș, ELCEN, urmați

8. Ca o situație excepțională, Interagro și-a redus foarte mult producția spre sfârșitul lui 2014. După datele ANRE, dacă iarna trecută Interagro consuma cca 3 mil m³/zi, anul acesta consumul este de doar 0,1 mil m³/zi. În fapt, reducerea importurilor anul acesta e cauzată și de reducerea activității Interagro

la distanță considerabilă de alți consumatori, cum ar fi siderurgia și metalurgia. Dat fiind specificul extracției de gaze naturale (variații limitate ale producției, capacitate de înmagazinare limitată și reglementări privind stocurile), puterea de negociere relativ egală între marii producători și marii consumatori, reduce, totuși, riscul de abuz de una din părți⁹. Singurii expuși într-adevăr la riscul abuzurilor sunt o parte din cei 170.000 de consumatori non-casnici din care doar o parte (după estimările ANRE, doar 10-20%) sunt pe deplin conștienți de alternativele de furnizare și vor căuta în mod activ cele mai bune opțiuni de furnizare din piață. Pentru aceștia este nevoie să funcționeze cât mai rapid pe site-ul ANRE rubrica „comparatorul de tarife”, pentru ca ei să aibă acces rapid și fără cost la câteva alternative de ofertă de gaze naturale. În orice caz, piața angro a gazelor naturale în România este de facto

mult mai puțin concentrată decât în restul Europei, iar dilema liberalizare - concurență este de tip „oul-și-găina”: liberalizarea fără concurență reală poate dezavantaja consumatorii cu putere de negociere mică, însă și invers, fără liberalizare completă nu se pot atrage investiții în producție pentru diversificarea pieței. Din mai multe motive, cum am arătat mai sus, deja până la mijlocul lui ianuarie 2015 își exercitaseră dreptul de eligibilitate câteva procente dintre consumatorii non-casnici mici. Furnizorii din piața liberă au făcut oferte foarte bune, la prețuri chiar ușor mai mici decât cele reglementate, oferind și servicii conexe (ex., servicii de întreținere pentru centralele pe gaz), iar consumul de import în iarna aceasta este încă foarte redus (11% din consumul non-casnic, 2% din consumul gospodăriilor în decembrie 2014).

Fig 11 Concentrarea furnizorilor, 2012. Indicele de concentrare este un indice compozit care ține cont de diversitatea furnizorilor și de expunerea țării la furnizori din exteriorul țării. România stă mai bine decât 18 alte state membre.



Sursa: DG Energy, 2014

INVESTIȚII ȘI DIVERSIFICARE

Pe termen mediu, este esențială atragerea de investiții în sector și diversificarea surselor de gaze naturale în piață. Acest lucru presupune în primul rând, valorificarea potențialelor depozite din Marea Neagră, redevoltarea zăcămintelor existente și descoperirea de zăcăminte noi onshore și, mai târziu a gazelor de șist, dacă se descoperă cantități care se pot extrage în condiții acceptabile pentru mediu și rentabil din punct de vedere economic. Perspectiva exploatării gazelor de șist în România rămâne însă destul de îndepărtată, în timp ce rezervele din Marea Neagră ar putea fi aduse în piață în jurul anului 2020. În 3-4 ani, interconectările dintre statele membre UE ar putea diversifica și importurile dinspre Vest (în prezent, gazul importat din Ungaria provine tot de la Gazprom, pe ruta Ucraina-Slovacia-Ungaria). Însă acest lucru nu se poate întâmpla decât dacă între timp piața de gaze naturale din România devine suficient de matură încât să

poată atrage concurența între toate aceste surse de gaz.

Investitorii în producția de gaze naturale din România sunt descurajați în principal de incertitudinile cu privire la cadrul legal și de reglementare, precum și de fiscalitatea complet impredictibilă, având în vedere că industria a fost deja afectată de impozite stabilite ad hoc și fără vreun studiu publicat de impact, cum ar fi celebra „taxă pe stâlp”.

Astfel, în sectorul de petrol și gaze s-au introdus două impozite suplimentare, un impozit de 60% asupra veniturilor suplimentare obținute ca urmare a dereglementării prețurilor din sectorul gazelor naturale (însă așa cum s-a arătat fără schema de ajutor pentru o categorie largă de consumatori casnici) și un impozit de 0,5% asupra veniturilor din activitățile de exploatare a resurselor naturale, altele decât gazele naturale; redevențele /

9. De altminteri, marii consumatori sunt în piața "eligibililor" încă dinainte de 2007 și teoretic nu ar avea cum să se plângă că liberalizarea îi afectează pe ei! Acest lucru se întâmplă doar din cauză că prețurile reglementate au fost folosite drept referințe artificiale de preț pentru contractele lor cu producătorii.

impozitul special pe hidrocarburi nu au fost încă aduse în discuție; în schimb s-a introdus ad hoc impozitul de 1,5% pe construcții speciale („taxa pe stâlp”), aplicabil mai multor categorii de companii din sectorul energetic, un impozit care afectează semnificativ rezultatele financiare ale companiilor (tot ad hoc și fără analiză de impact s-a aprobat în ianuarie 2015 și reducerea lui la 1%). În primul

semestru din 2014, pentru „taxa pe stâlp”, Romgaz a plătit 45,2 mil RON, iar OMV Petrom, 162 mil RON. Este foarte posibil ca o asemenea taxă să afecteze chiar mai mult decât pe OMV Petrom sau Romgaz o companie mică, precum Amromco, iar introducerea unui impozit pe investiții chiar riscă să scoată din piață astfel de jucători, ceea ce ar crește concentrarea în piață.

GUVERNANȚA CORPORATIVĂ A COMPANIILOR DE STAT

La liberalizarea pieței de energie electrică, riscul major l-a reprezentat faptul că existau unele companii de stat (de pildă, Hidroelectrică) care încheiau contracte de vânzare a energiei electrice în condiții necompetitive, discriminatorii și în mod netransparent, la prețuri mult mai mici decât în piață (discounturi de 30-50% față de prețurile din bursa OPCOM), în dezavantajul tuturor celorlalți consumatori care nu aveau acces la astfel de înțelegeri. În cazul pieței de gaze naturale ar fi putut apărea situații similare, adică Romgaz - deținut majoritar de stat - să negocieze bilateral, direct cu un mare consumator - Interagro, la prețuri raportate la referința falsă a prețurilor reglementate, în lipsa unei piețe de gaze naturale funcționale. Acest lucru s-a întâmplat în trecut și există în prezent chiar un dosar DIICOT.

Reforma companiilor de stat ar fi însemnat:

- selectarea unui management profesionist pentru companiile de stat, pe criterii competitive, și clarificarea rolurilor pe care le au acționarii vs. managementul companiilor, pentru ca toți cei care semnează contracte sau iau decizii să aibă responsabilități clare (OUG 109/2011)
- listarea la bursă a câtorva companii cu potențial economic (Romgaz, Hidroelectrică, Nuclearelectrică, Oltenia), pentru ca aceste companii să fie obligate să respecte standardele de guvernare corporativă ale burselor de valori
- tranzacționarea energiei pe burse centralizate, în mod competitiv, nediscriminatoriu și transparent. Inițial, FMI a dorit să impună obligarea doar a companiilor de stat din domeniul competitiv să și vândă competitiv,

în oglindă cu obligația de a cumpăra competitiv după legislația privind achizițiile publice. Acest lucru s-ar fi putut face, cel mai simplu, tot prin OUG 109/2011. Din păcate, propunerea a întâmpinat rezistență, iar prevederea a fost mai târziu aprobată în Legea 123/2012, unde se putea pune această condiție doar pentru toți jucătorii din piață (de stat sau privați), și unde s-a impus doar pentru energie electrică.

Romgaz este în prezent un caz destul de fericit de reformă a companiilor de stat (și mai degrabă excepția): în 2013, selecția managementului s-a făcut într-adevăr mai competitiv decât la alte companii, iar compania a fost listată simultan la bursa din București și cea din Londra. În prezent, posibil și ca urmare a unei anchete DIICOT, managementul este foarte prudent în încheierea unor contracte care ar putea fi considerate „suspecte”.

Legea 123/2012 și reglementările ulterioare au impus o „obligație de formare a pieței”, prin care producătorii trebuie să pună anumite cantități pe cele două piețe centralizate, BRM și OPCOM (tab 1 mai sus). Acest lucru a dus la formarea unor prețuri mai „de piață” decât erau în anii trecuți prețurile reglementate. De pildă, dacă am exporta gaze naturale în Ungaria, prețul de piață de la noi (278-280 USD/1000 m³) plus tarifele de rețea, rezervarea de capacitate pe Arad-Szeged și marja furnizorilor ar ajunge aproape de prețurile din piața ungurească (azi, cca 380 USD). În alte cuvinte, cei doi jucători, OMV Petrom și Romgaz, au comportament comercial destul de asemănător, determinat de condițiile de piață, Romgaz începând să funcționeze mai „competitiv” decât în anii anteriori.

CAPITOLUL 3

MIZELE EUROPENE

Viziunea europeană în domeniul energiei este construirea unei piețe unice integrate, în care toate activitățile concurențiale să fie liberalizate și competitive (producție, furnizare de energie); singurele componente reglementate rămânând rețelele, cu reglementări în ceea ce privește prețul și accesul. Pentru ca piața unică să funcționeze, trebuie desființate pe cât posibil toate restricțiile (fizice și de reglementare) la tranzacționarea energiei peste granițe. Cu cât piața este mai competitivă și mai diversificată, cu atât se reduce și riscul abuzului de poziție dominantă și crește securitatea energetică. Cu cât piețele naționale sunt mai bine interconectate, statele membre se și pot ajuta mai bine pentru a face față împreună unei amenințări externe, cum ar fi, în ultimele luni, șantajul energetic al Gazprom.

În piața unică europeană, piața gazelor naturale din România nu mai poate fi privită în mod izolat. Chiar dacă

azi noi mai importăm doar cca 10% din consum, țările din jur, atât membrii UE, cât și Moldova sau Ucraina, sunt vulnerabile la abuzul de poziție dominantă al Gazprom. În acest timp, fără excepție, toate guvernele ultimilor ani au spus că doresc ca România să devină „un *hub* de gaze regional” (același lucru și-l doresc, însă, și alte țări din regiune, Bulgaria și Grecia).. Într-adevăr, am fi în poziția de a construi o piață funcțională și lichidă, de a importa din mai multe surse și de a exporta, cu următoarele beneficii:

- pentru consumatori: diversificarea surselor ar însemna concurență mai mare și un preț la cel mai mic nivel economic justificat (a se vedea cap 2)
- pentru buget: un nivel mare de tranzacții pe o bursă din România, precum și exporturi la prețuri regionale mai mari ar însemna încasări mai mari la buget din impozitele pe profitul producătorilor și furnizorilor de gaze naturale.

CASETA 3: LITUANIA

Experiența recentă a Lituaniei, o țară minusculă (3 milioane de locuitori), complet dependentă de gazul rusesc, dar care a reușit anul acesta să schimbe regulile jocului pentru toate țările baltice, și va ajuta chiar Polonia și Finlanda peste câțiva ani, arată ce poate face o politică inteligentă și curajoasă în domeniul energiei. La sfârșitul lui octombrie, Lituania a inaugurat terminalul de gaz lichefiat de la Klaipeda, care ar putea acoperi în cca un an aproape 75% din consumul celor trei țări baltice (după ce se mai fac investiții în interconectarea cu

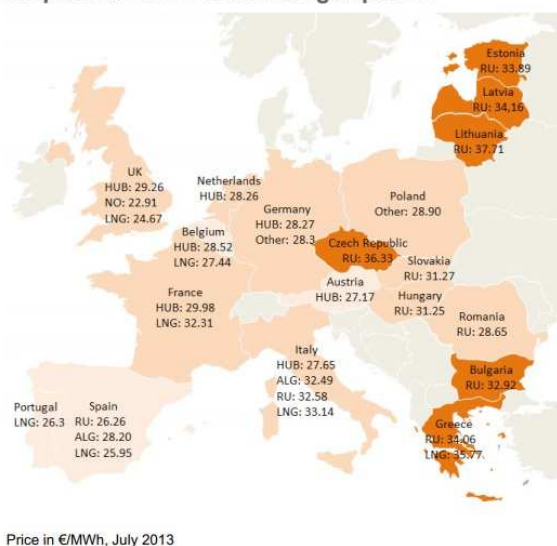
Letonia). Până anul trecut, Lituania era dependentă 100% de contractele cu Gazprom și nu avea nici capacitate de înmagazinare, rețeaua de transport din Lituania era controlată majoritar de Gazprom, iar prețurile oferite de Gazprom erau cele mai mari din Europa, cu cca 15% mai mari decât prețul oferit Germaniei pentru gazul transportat prin North Stream. Gazprom a făcut tot ce i-a stat în putere pentru a bloca proiectul și pentru a menține Lituania sub control: a făcut lobby la guvernul Lituaniei pentru întârzierea proiectului LNG, a refuzat

să cedeze rețeaua (cerută de directiva europeană), și a apelat chiar la amenințări „fizice” - un submarin rusesc a fost observat în octombrie în apele teritoriale ale Suediei din Marea Baltică, incidentul fiind suspectat drept tentativă de sabotaj la terminalul lituanian de gaz lichefiat. Lituania a reușit să construiască terminalul printr-un efort susținut de 3 ani și a obținut în instanță dreptul de a prelua de la Gazprom rețeaua de transport

de gaze naturale de pe teritoriul ei. În urma acestor eforturi, chiar de anul acesta Gazprom a fost nevoit să reducă prețurile cu cca. 20% pentru Lituania, iar de la anul, odată cu expirarea contractelor pe termen lung pentru furnizare de gaze naturale, Lituania va putea încheia contracte cu orice furnizor mondial de gaz lichefiat, dar și cu Gazprom în cu totul alți termeni decât până acum.

Fig 12. Prețurile comparative pe piețele angro, state membre UE

Comparison of EU wholesale gas prices



Sursa: http://www.gasnaturally.eu/uploads/3_Presentation_for_Gas_Naturally_COMPLETE_AND_FINAL_KLAPEIDOS_NAFTA.pdf. Prețul la care Rusia vinde gaze în Europa diferă de la țară la țară, în funcție de cât de „maleabil” e fiecare guvern. Comportamentul abuziv al Gazprom poate funcționa doar câtă vreme nu există o piață unică europeană, în care tranzațiile să fie libere. Gazprom preferă să încheie contracte pe termen lung, rigide, cu clauze de tip „take-or-pay” și interzicând cumpărătorilor să revândă mai departe. DG Competition a lansat în urmă cu 3 ani o anchetă împotriva Gazprom, acuzându-l de abuz de poziție dominantă și practici anticoncurențiale și amenințând partenerii contractuali europeni ai Gazprom cu sancțiuni dacă mai acceptă astfel de clauze restrictive. Dacă se reușește eliminarea acestor practici contractuale și piața europeană devine mai bine interconectată, Gazprom nu va mai putea vinde, de pildă, Cehiei cu 36 și Slovaciei cu 31, ci Slovacia ar putea revinde Cehiei cu, să zicem, 32, prețurile europene începând să converge și UE acționând, de facto, ca un cumpărător unic față de Gazprom. Cum Europa consumă cca 25% din gaz din Rusia, dar reprezintă și 55% din exporturile totale ale Gazprom, o Europă unită printr-o piață unică ar avea o putere de negociere comparabilă cu Gazprom. Piața unică și bine interconectată este o variantă mult mai realistă prin care Europa ar putea acționa unitar în relațiile comerciale cu Gazprom decât încercarea de a coordona 28 de state prin eforturi diplomatice să negocieze împreună orice contract cu Gazprom.

România, cu doar 10% importuri de la Gazprom și mixul echilibrat de consum de energie, își poate juca mult mai ușor cartea în regiune, iar pentru acest lucru nu este

nevoie decât să aplice cerințele reglementărilor europene din Pachetul Trei și să asigure implementarea politicilor de infrastructură energetică europeană:

- liberalizarea deplină a pieței, pentru a încuraja investițiile în producția de gaze naturale din resursele economice justificate (Marea Neagră, dar și rezerve on-shore care anii trecuți nu erau profitabile în condițiile prețului reglementat la un nivel prea scăzut
- construcția unui cadru fiscal, legal și de reglementare stabil
- conectarea facilităților de dezvoltare-exploatare a potențialelor noi rezerve din Marea Neagră declarate comerciale la rețeaua de transport și conectarea conductelor de tranzit în sistemul național de transport
- asigurarea fluxului invers cu Ungaria, Ucraina și interconectarea cu Bulgaria în ambele sensuri, inclusiv pentru a putea exporta gazele naturale din Marea Neagră în piețele din regiune și din Europa (de pildă, la hub-ul regional de la Baumgarten)
- finalizarea proiectului Iași-Ungheni, pentru a putea exporta cantități rezonabile de gaze naturale în Moldova în așa fel încât gazul românesc să reprezinte pentru Moldova o alternativă viabilă la Gazprom.

Și pentru România este esențială diversificarea surselor de import, având în vedere că, în acest moment, tot gazul (chiar cel importat din Ungaria) este tot de la Gazprom. Am avea de câștigat dacă gazul importat din Ungaria ar veni din alte surse sau chiar de la Gazprom din alte țări, într-o piață unică. Motivul pentru care UE nu reușește să aibă o voce unitară și să accelereze proiectele europene de interconectare și construcție a unei piețe unice este faptul că Gazprom oferă partenerilor contractuali din fiecare țară deal-uri diferite, în funcție de cât de dispuse sunt aceste țări să sacrifice interesele UE în beneficiul Gazprom (fig 12) - de pildă, cine a fost mai vocal în UE pentru sancționarea Rusiei primește gaz mai scump, cine era de acord cu conducta South Stream în detrimentul proiectelor europene concurente de diversificare a rutelor și surselor de gaze naturale (coridorul sudic), primește gaz mai ieftin. La fel, Ungaria a ajutat Rusia în septembrie oprind furnizările de gaze către Ucraina. Bulgaria, la rândul său, a cedat în primăvară presiunilor Rusiei și a aprobat demararea proiectului South Stream, guvernul răzgândindu-se doar la presiunile europene și mai ales

americane. Deocamdată, se pare că Gazprom va renunța la construcția conductei South Stream, din cauză că pur și simplu nu-și poate permite financiar un asemenea efort; cu toate acestea, presiunile Gazprom vor continua, iar țări precum Bulgaria - și cu un guvern instabil - este foarte vulnerabilă la orice amenințare cu întreruperea furnizării gazului rusesc, de care depinde 100% și nu are nici capacitate de înmagazinare.

În alte cuvinte, mai multe țări din jurul României sunt tentate să cedeze șantajului rusesc și au început să o facă; se poate ca de acum încolo aceste guverne să facă presiuni la Bruxelles împotriva interesului comun al UE și să întârzie eforturile Uniunii de a construi o piață competitivă, întârziind interconectările, liberalizarea piețelor, renegocierea contractelor cu clauze neconcurențiale încheiate în trecut cu Gazprom, pentru a beneficia de discounturi sau în schimbul promisiunii că nu va fi redusă cantitatea de gaze naturale livrată de Gazprom.

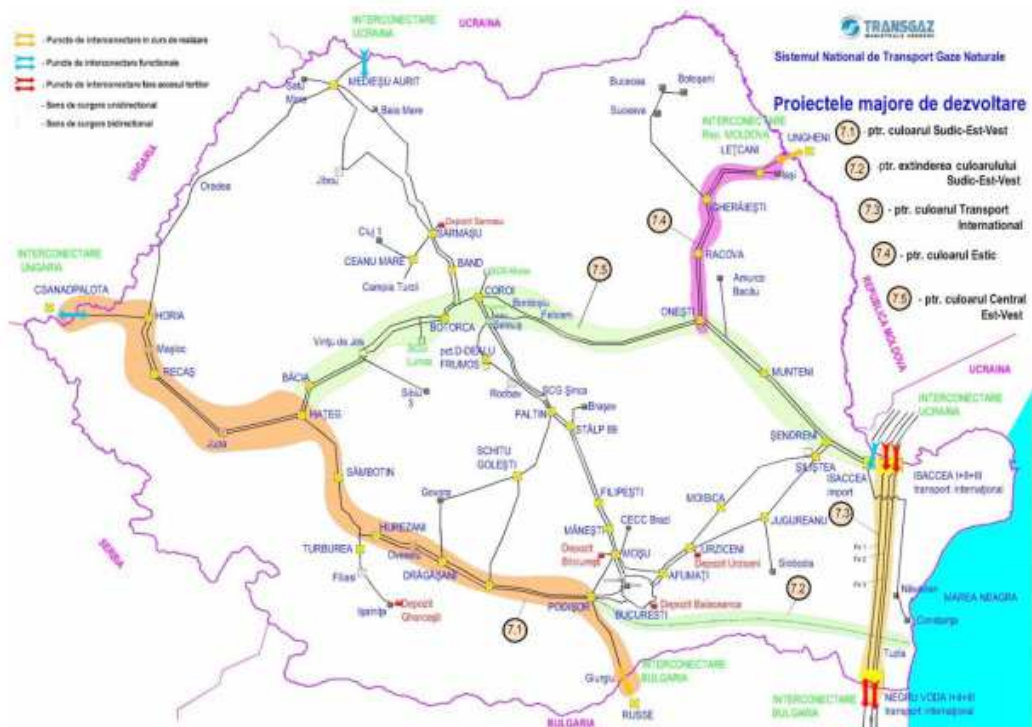
Din aceste motive, este necesar ca România să se alieze la Bruxelles cu țări curajoase ca Polonia și țările baltice pentru a susține puternic accelerarea proiectelor de interconectare și piața unică europeană de gaze naturale. Înainte de toate, însă, Guvernul român trebuie să arate hotărâre în liberalizarea propriei piețe și pentru deschiderea către exporturi. Trebuie reținut că, și dacă se finalizează interconectările cu flux de export cu Moldova, Ungaria, Ucraina și Bulgaria, acest lucru nu înseamnă că se vor exporta cantități masive de gaze către aceste țări, ci ele vor avea o alternativă la Gazprom prin care pot forța Gazprom să le ofere termeni contractuali mult mai avantajoși. În alte cuvinte, liberalizarea deplină a pieței românești de gaze naturale va avea următoarele beneficii:

- creșterea eficienței energetice și reducerea în continuare a necesarului de import. S-a observat deja reducerea consumului industrial în ultimii 5 ani cu 3-4 mld m³ de gaz pe an odată cu creșterile de preț din calendarul de liberalizare. Câtă vreme aceasta înseamnă finalizarea restructurării industriei energointensive, mult întârziată, e o evoluție pozitivă. Totodată, dacă Gazprom continuă să facă abuz de poziție dominantă în Estul Europei, România nu își va mai putea permite noi facilități pentru marii consumatori de gaze naturale sub forma unor scheme de ajutor de stat - evident, nici sub forma prețurilor reglementate la un nivel sub cel real de piață. Este nevoie de creșterea eficienței energetice și la consumatorii casnici care se încălzesc cu gaz sau termoficare cu combustibil gaz. În același timp, centralele termo care produc energie electrică pe gaz vor suferi o ajustare dură și nu-și vor mai putea

permite risipa: în prezent, cu excepția CCGT Brazi și a unei unități modernizate a ELCEN, centralele existente pe gaze naturale construite înainte de 1989 au randamente tehnice de 35%, în timp ce centralele moderne din Europa au randamente de 55-60%. Liberalizarea pieței va forța unitățile vechi să iasă din piață și să fie înlocuite cu centrale moderne - viteza cu care se va întâmpla acest lucru depinde însă de mai mulți factori, prețul emisiilor, subvențiile mai mult sau mai puțin transparente acordate concurenților - în special termo pe cărbune, investițiile în energia regenerabilă. Trebuie ținut cont de obligațiile asumate față de UE cu privire la reducerea emisiilor, care vor însemna mai puțin cărbune și mai mult gaz; integrarea regenerabilelor în sistem, care necesită capacități flexibile de backup pe gaz; și de faptul că gazul este privit ca un combustibil de tranziție către „economia verde” datorită faptului că emite de două ori mai puțin CO₂ decât cărbunele,

- intrarea în piață a unor noi jucători sau începerea explorării și exploatării unor zăcăminte mai costisitoare. Este esențială liberalizarea integrală a pieței cât mai curând, inclusiv pentru consumatorii casnici, deoarece orice amânare este o incertitudine în plus: producătorii nu vor putea fi siguri că, așa cum s-a întâmplat anul acesta, nu vor mai avea loc alte amânări ale liberalizării.
- deschiderea către export, nu doar virtual, ci și fizic. Proiectele de flux invers (în special Arad-Szeged), precum și finalizarea conductei Iași-Ungheni până la capacitatea maximă de export au fost întârziate câțiva ani. De fapt, este evident că odată cu deschiderea granițelor pentru exportul de gaze naturale, piața se liberalizează instantaneu (dacă piața nu se liberalizează, producătorii ar putea vinde afară la prețuri de piață în loc să vândă în România la prețuri reglementate). Nu este exclus ca întârzierea exportului fizic să fie și o măsură prin care s-a putut amâna câțiva ani liberalizarea pieței de gaze naturale, în beneficiul aceluiași consumatori care, deși „eligibili”, de facto au beneficiat de prețurile reglementate în ultimii ani. În același timp, este foarte important ca Transgaz să realizeze în timp util investițiile în îmbunătățirea infrastructurii, în conducta menită să preia gazul din Marea Neagră în SNT, precum și în interconectări funcționale cu țările vecine și cu conductele de tranzit internațional. Pentru realizarea acestor investiții, Transgaz trebuie să îndeplinească condițiile pentru accesarea de fonduri europene disponibile proiectelor de infrastructură energetică și de conectare a piețelor.

Fig. 13 Transgaz - proiecte majore de dezvoltare Culoarul sudic poate obține finanțare europeană în CEF.



Sursa: Transgaz

CAPITOLUL 4

CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI DE POLITICI PUBLICE

Rezumând, pentru a răspunde provocărilor interne și externe privind sectorul gazelor naturale, decidenții trebuie să își prioritizeze un plan de acțiune cu măsuri care să finalizeze reformele începute în piața gazelor naturale, în beneficiul investitorilor, consumatorilor, dar și al statului. Ideal, acest plan de acțiune ar trebui să fie inclus în strategia energetică în curs de elaborare la Departamentul pentru Energie. Din păcate însă, multe dintre deciziile necesare sunt prea urgente pentru a aștepta aprobarea strategiei. Tabelul 5 cuprinde schematic măsurile explicate

anterior și termene realiste în care acestea pot fi realizate. Trebuie reținut că toate aceste măsuri sunt deja aprobate în diferite programe legislative sau de reglementare, deși unele termene au fost depășite. Precizarea este necesară cu atât mai mult cu cât oponenții liberalizării (furnizori reglementați, consumatori industriali) argumentează că în calendarele de liberalizare ar fi fost incluse doar creșteri de prețuri și nu și măsurile necesare pentru dezvoltarea pieței și actualizarea reglementărilor, ceea ce nu este adevărat.¹⁰

Tabelul 5. Măsuri necesare dezvoltării pieței de gaze

Liberalizarea pieței	
Revizuire Cod rețea + aplicare tarif dezechilibrat - ANRE	S2 2015
Aplicare regulament UE 994/2010 (consumator întreruptibil, planuri de siguranță și urgentă)	S1 2015
Obligativitate tranzacționare pe burse - ANRE	realizat, S2 2014
Platformă piață echilibrare	S2 2015
Platforma spot informatizată - ANRE, burse	S1 2016
Comparator prețuri - ANRE	S1 2015
Publicare raport de analiză a pieței de gaze - ANRE	S1 2015; apoi trimestrial
Eliminarea calendarului de dereglementare a pieței pentru consumatorii non-casnici	realizat, S2 2014
Noul calendar de dereglementare a pieței pentru consumatorii casnici	S1 2015

10. De pildă, planul de acțiune cuprinzând toate măsurile necesare liberalizării au fost aprobate printr-un memorandum de guvern și sunt disponibile aici: <http://discutii.mfinante.ro/static/10/Mfp/calendarpreturi/programgaze.pdf>. Ulterior, acestea au fost preluate în programul de reglementări ANRE și unele termene au fost actualizate, de pildă, Ordinul ANRE 54/26.06.2014.

Finalizare sistem informatic SCADA Transgaz	S1 2015
Construcția schemei de sprijin pentru consumatorii casnici/vulnerabili - ANRE + Ministerul Muncii	S1 2015
Stabilirea regimului fiscal pentru sectorul gazelor (analiză comparativă, pachet integrat impozite)	S1 2015
Interconectori / reverse flow	
Arad-Szeged	2019
Finalizare Iași-Ungheni	2017
Ucraina	2023
Bulgaria	2019
Conectare rezerve Marea Neagră	2019
Finalizare strategie energetică	S2 2015
Coordonare la nivel european cu Polonia și țările baltice	Permanent

În final, strategia are rolul de a organiza prioritățile decidenților și de a informa actorii din piață oferindu-le date statistice despre sector, prognoze și informații cu privire la intențiile legislative și de *policy* ale Guvernului. Problema strategiilor anterioare (și motivul pentru care unele dintre ele nici nu au avut calitatea dorită) este legată de faptul că nu există mecanisme instituționale prin care să se asigure punerea strategiei în aplicare, monitorizarea ei, actualizarea în funcție de schimbările contextului și tragerea semnalelor de alarmă când apar întârzieri și derapaje. Pentru ca acest lucru să fie posibil, trebuie clarificat în primul rând rolul statului în sector. Astfel, statul este în același timp acționar (majoritar la Romgaz, Transgaz), legiuitor și reglementator. Aceste roluri trebuie clarificate în așa fel încât să nu existe suprapuneri și conflicte de responsabilități.

În calitate de acționar, Guvernul trebuie să-și stabilească obiective clare pentru deținerea de companii (profit? siguranță a sistemului?). Managementul companiilor trebuie separat clar de interesele acționarului - de pildă, interesul companiei poate fi dezvoltarea pe termen lung cu sacrificarea profiturilor imediate pentru investiții substanțiale, în timp ce interesul acționarului ar putea fi obținerea de venituri la buget cât mai repede posibil, în detrimentul investițiilor pe termen lung.

Reglementatorul nu trebuie să se preocupe de politici sociale prin prețuri mici. În schimb, legiuitorul trebuie să definească serviciile economice de interes general conform regulilor europene și să definească prin lege politicile de sprijin pentru consumatorii care au nevoie de ajutoare sociale, iar acestea să nu fie subvenționate încrucișat prin profiturile companiilor de stat, ci din bani de la buget, aprobat prin Parlament. Concret, nu Romgaz

(sau OMV Petrom) trebuie să finanțeze prin „prețuri mici” reglementate de ANRE consumatorii săraci, ci Ministerul Muncii prin subvenții de venit de la bugetul statului.

Guvernul, responsabil cu elaborarea și aplicarea strategiei, trebuie să facă propuneri legislative care să treacă prin Parlament, nu ordonanțe de urgență ad hoc, care intră în vigoare imediat și sunt corectate cu întârziere în Parlament. Ordonanțele de urgență cresc impredictibilitatea pentru mediul de afaceri și pentru consumatori, sunt netransparente și adesea discriminatorii (în favoarea unui grup restrâns de stakeholderi cu acces direct la decidenți). Recursul la ordonanțe de urgență este de asemenea incompatibil cu responsabilizarea decidenților pentru construcția unei strategii care să rămână în vigoare o perioadă mai lungă de timp.

Odată finalizată strategia, trebuie stabiliți responsabili pentru fiecare măsură din strategie și termene clare, într-un plan de acțiune coerent, iar aceste măsuri să fie publice, pentru ca cei interesați să poată trage un semnal de alarmă când apar derapaje sau întârzieri majore. La fel de important, periodic, strategia trebuie actualizată și rediscutată cu actorii interesați, pentru a răspunde flexibil la schimbările de context (ex., politica mult mai agresivă a Gazprom în ultimele luni și efectele asupra siguranței aprovizionării).

Poate cel mai important lucru, este nevoie ca strategia să fie dezbătută public cu toți cei interesați, însă nu înainte ca opțiunile posibile de *policy* să fie analizate într-un model coerent, pentru a vedea consecințele fiecărei opțiuni și pentru a alege decizia care, fără a satisface pe toată lumea, e găsită acceptabilă de cât mai mulți dintre actorii interesați din sector.