

# **Interconectarea pieței de gaze românești**

**Cum contribuim la dezbateră europeană?**



## Cuprins

Introducere .....	4
Uniunea Energetică: care sunt beneficiile? .....	5
De ce trebuie pornit din Europa centrală și de est? .....	6
Centrul și Estul Europei: situația actuală și planuri de dezvoltare .....	8
Vulnerabilitatea regiunii în fața întreruperii alimentării cu gaze .....	8
Proiecte regionale de infrastructură pentru gaze .....	9
Proiecte de coridoare de gaze care traversează România .....	11
Ce anume se va construi? .....	13
Prioritățile actuale ale României cu privire la interconectări și infrastructură .....	15
Interconectare sau surse alternative? .....	17
Politica sectorului de gaze în România: oportunități și riscuri .....	20
Politici.....	20
Explorare și producție .....	21
Miza exporturilor .....	22
Concluzii și recomandări de politici publice .....	26

## Introducere

În 2014, conflictul dintre Rusia, principalul furnizor de gaze al Europei, și Ucraina, principalul culoar de tranzit pentru gazul rusesc exportat către consumatorii europeni, dar și eșecul proiectului South Stream, au dat un nou impuls construcției Uniunii Energetice și a sporit sentimentul european de urgență pentru siguranța aprovizionării cu energie. Uniunea Energetică e de fapt doar un nume doar puțin mai pretențios dat anul trecut unei strategii existente de câțiva ani de a construi o piață unică europeană pentru energie. Noutatea e doar faptul că în sfârșit această uniune energetică este pe cale să devină realitate, impulsionată de eforturile sporite din ultimii doi ani de a asigura furnizarea de gaze în cazul întreruperii furnizării cu gaze rusești.

Desigur, Uniunea Energetică înseamnă mai mult decât rezolvarea problemei punctuale a aprovizionării cu gaz: de pildă, viziunea pe termen lung (2030-2050) este înlocuirea combustibililor fosili cu surse regenerabile, construcția unei piețe integrate de energie electrică, reducerea emisiilor, sporirea eficienței energetice. Este adevărat că Uniunea Energetică a fost criticată, recent, tocmai pentru că pune prea mare accent pe problema punctuală a aprovizionării cu gaz în contextul conflictului din Ucraina. Cu toate acestea, gazul rămâne pe termen mediu o sursă importantă în mixul energetic al UE și poate chiar își va spori temporar importanța din cauză că este un „combustibil de tranziție”, de la combustibilii fosili la regenerabile. Altfel spus, pe termen mediu, gazul rămâne o resursă esențială pentru economia europeană, chiar dacă în ultimii 10 ani consumul european de gaze a scăzut cu cca. 9%. Mai mult, construcția unei piețe integrate de gaze începând cu centrul și estul Europei va fi realmente un test important pentru fezabilitatea Uniunii Energetice și, într-un sens mai larg, a Comunității Energetice. Testul e important și relevant tocmai prin urgența asigurării aprovizionării cu gaze în această regiune într-un mod care să permită concurență, în locul dependenței de un singur furnizor care poate face abuz de poziția dominantă, și care poate chiar submina coeziunea europeană în construcția unei piețe unice. Numai în măsura în care Uniunea Energetică poate răspunde concret la probleme imediate, aceasta poate deveni credibilă.

România poate juca un rol cheie prin sprijinul securității aprovizionării cu gaze în regiune, odată cu reducerea consumului și intrarea în piață a gazelor din Marea Neagră. Pentru ca acest lucru să se întâmple, trebuie însă să ne folosim inteligent de oportunitățile la îndemână: există bani europeni disponibili pentru întărirea rețelelor și interconectare, dar pentru aceasta trebuie deschisă piața și către export, ceea ce înseamnă că trebuie redusă opoziția publică la exportul de gaze. Această opoziție a fost întreținută anii trecuți prin populism, în beneficiul real al principalului consumator de gaze. Pentru reducerea acestei opoziții există însă și un argument emoțional puternic: deschiderea pieței românești de gaze pentru export va ajuta Moldova, cu condiția să finalizăm și interconectarea Iași-Ungheni, proiect doar început și care azi nu rezolvă nimic.

## Uniunea Energetică: care sunt beneficiile?

Uniunea Energetică înseamnă, de fapt, integrarea piețelor naționale de energie fragmentate și izolate ale statelor membre într-o piață unică europeană în care orice restricții în calea tranzacțiilor cu energie peste granițe, restricții comerciale și fizice, să fie *de facto* eliminate. În alte cuvinte, în Uniunea Energetică producătorii, furnizorii și consumatorii ar putea să încheie tranzacții cu energie cu costuri minime de tranzacție indiferent din ce stat membru provin, în condiții concurențiale, ceea ce ar oferi consumatorilor alternative de aprovizionare și ar limita acțiunile unor jucători care profită azi de fragmentarea piețelor.

După cum arată și o investigație a Comisiei Europene, Gazprom a încălcat în anii trecuți regulile antitrust europene, negociind cu partenerii europeni contracte rigide și anticoncurențiale, pe termen lung, la prețuri legate de prețurile petrolului și forțându-și clienții să nu revândă gazul altor jucători din piața europeană. Ca urmare, furnizorul rus putea astfel să facă discriminări între jucătorii din piața europeană<sup>1</sup> și să ceară prețuri mai mari mai ales consumatorilor din țări ca Polonia, Bulgaria, Estonia, Letonia sau Lituania, făcând abuz de poziția dominantă (Gazprom acoperă 90% din consum în țări precum Bulgaria, de exemplu). Dar, într-o Uniune Energetică funcțională, cu o piață lichidă și pe deplin concurențială, asemenea comportamente nu ar mai fi posibile, nici din partea furnizorului rus, nici din partea altor jucători mari. Să ne imaginăm următoarea situație: dacă un furnizor dominant ar încerca să vândă gaz clienților dintr-o țară A mai scump decât clienților din țara B, iar cele două țări ar fi pe deplin interconectate într-o piață lichidă, nu ar fi dificil ca țara B să cumpere mai mult gaz și să îl revândă către A la preț mai mic decât cere furnizorul, adică furnizorul nu ar mai putea face discriminări între clienți. Astfel, interconectarea într-o piață unică ar da o putere de negociere cumpărătorilor din UE comparabilă cu cea a Gazprom: peste 60% din gazul pe care îl exportă Rusia se îndreaptă spre UE, iar importurile UE de la Gazprom se ridică la cca. 30% din totalul consumului.

De asemenea, este foarte importantă și găsirea unor surse alternative de gaze pentru concurență reală, însă diversificarea presupune proiecte comune și de mare amploare, precum construcția unor conducte care să traverseze mai multe țări, aducând gaze din zone mai puțin stabile politic, sau prin construcția unor terminale GNL costisitoare. Și gazul european din UE a fost menționat ca un factor major care contribuie la securitatea energetică de către Comisia Europeană în Comunicarea sa cu privire la Uniunea Energetică și în Concluziile Consiliului European, astfel că trebuie să se încurajeze dezvoltarea acestei surse.

Pentru concurență reală, trebuie ca toți participanții la piață să aibă acces nediscriminatoriu la infrastructura de transport gaze, exact ce impune și Pachetul Trei. Altfel spus, construcția Uniunii Energetice înseamnă și că va fi mult mai ușor ca statele membre să-și construiască o strategie comună de siguranță energetică, deoarece o piață unică europeană de energie ar funcționa, practic, ca un mecanism de piață, în care se consolidează poziția de negociere a clienților europeni în relația cu furnizorii externi.

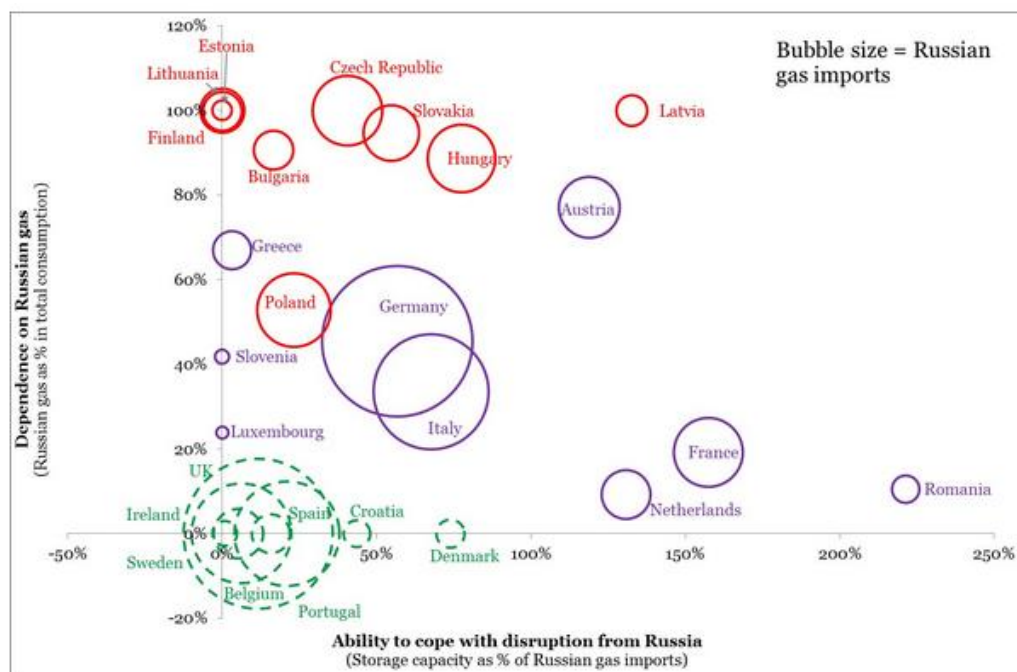
---

<sup>1</sup> <http://www.euractiv.com/sections/energy/vestager-gazprom-partitioning-markets-central-and-eastern-europe-314734>

## De ce trebuie pornit din Europa centrală și de est?

Există, însă, bariere în calea construcției unei piețe europene unice, flexibile și lichide de gaze naturale. Printre acestea: ponderea diferită a gazului în mixul energetic al fiecărei țări, dependența diferită de importurile de la un singur furnizor de gaze (de pildă gazul rusesc în unele state din centrul și estul Europei), existența unei infrastructuri precare de conducte și de înmagazinare care afectează capacitatea țărilor respective de a face față unei crize de aprovizionare, dar și existența sau absența unor piețe liberalizate, cu platforme de tranzacționare spot și la termen care să permită tranzacții la prețuri transparente și competitive, cum e cazul țărilor din nord-vestul Europei, precum NBP în MB sau TTF în Olanda. Nu întâmplător, prețurile angro sunt printre cele mai mici din Europa în țările în care piețele sunt bine interconectate și există astfel de burse competitive și lichide (Marea Britanie, Danemarca, Belgia, Olanda), în timp ce în Finlanda, statele baltice, Grecia și Bulgaria, dependente de gazul rusesc ca unică sursă, au printre prețurile cele mai mari, lucru care tinde să confirme beneficiile creșterii concurenței într-o piață integrată de energie (Figura 2). Pe de altă parte, condițiile diferite din fiecare țară (Figura 1) fac ca importanța pe care o dă fiecare stat membru accelerării construcției Uniunii Energetice să fie diferită. Tocmai de aceea, construcția unei piețe de gaze începând cu statele mai motivate din centrul și estul Europei ar da un nou impuls Uniunii Energetice.

Fig. 1: Vulnerabilitatea statelor membre UE în fața gazului rusesc

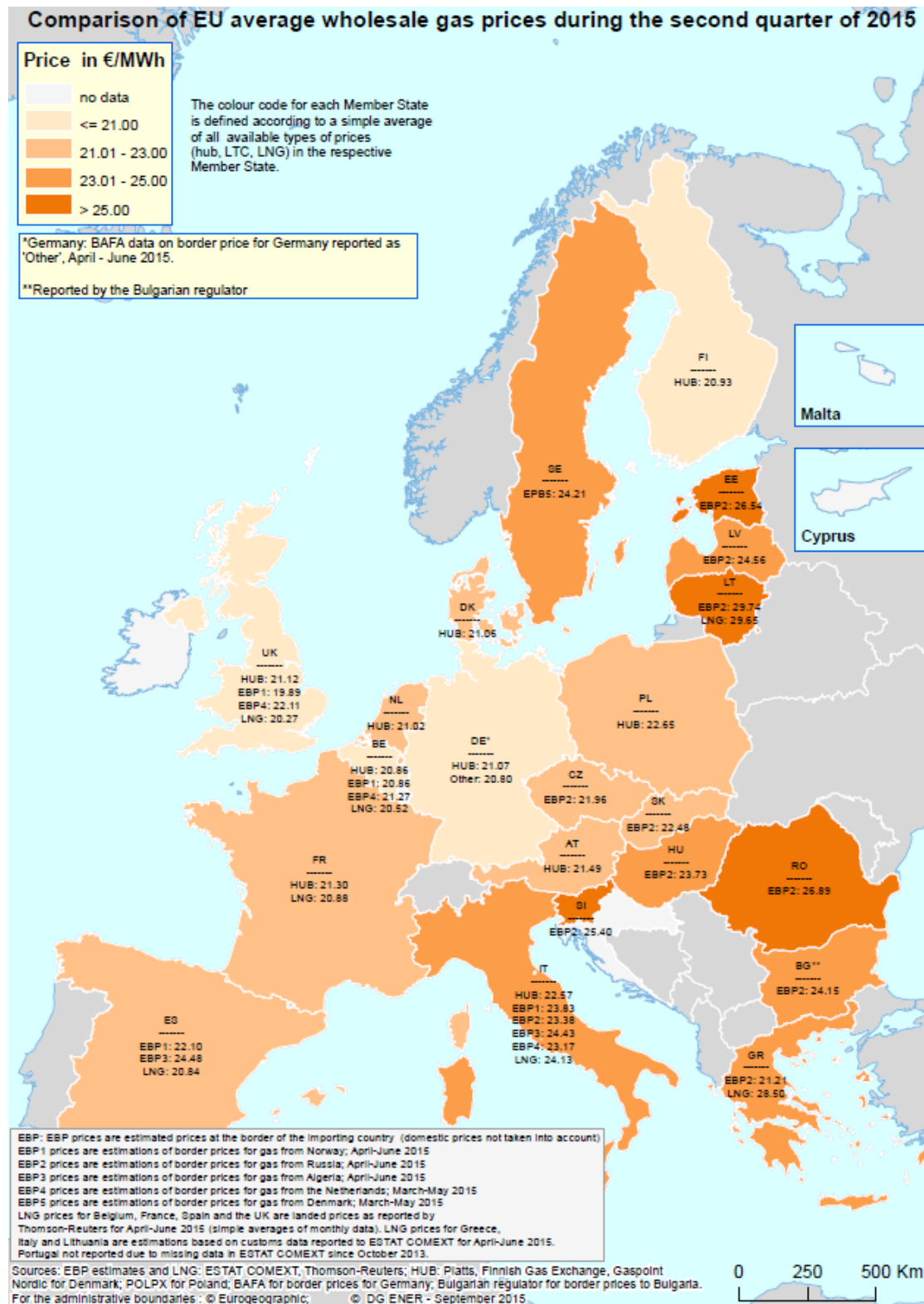


Sursa: IEA, 2014; [http://www.ecfr.eu/article/commentary\\_europes\\_vulnerability\\_on\\_russian\\_gas](http://www.ecfr.eu/article/commentary_europes_vulnerability_on_russian_gas).

Axa orizontală arată capacitatea statelor membre de a face față unei întreruperi de aprovizionare cu gaz (capacitate de înmagazinare ca procent din importurile de la Gazprom). Pe verticală, dependența de importuri din Rusia pentru acoperirea consumului intern de gaze. Dimensiunea cercurilor arată importul de gaze. Țările cu verde nu importă gaz rusesc direct. Cele cu mov sunt mai puțin vulnerabile deoarece fie au capacitate de înmagazinare suficientă pentru a face față unei întreruperi a aprovizionării, fie au surse proprii (România, Olanda) sau terminale GNL (Franța, Olanda, Italia, Grecia); fie pentru că au relații excelente cu Gazprom și contracte stabile pe termen lung (Germania, Italia), fie pentru că gazul are o pondere mică în mixul energetic. Țările în roșu sunt cele mai vulnerabile, depinzând într-o mare măsură de importurile de gaz rusesc care

depășesc 80% din consumul intern sau cu un consum de gaz în creștere (Polonia, care trebuie să-și reducă dependența de cărbune din cauza emisiilor).

Fig. 2 Prețurile de import în piața de gaze din Europa



Sursa:

[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly\\_report\\_on\\_european\\_gas\\_markets\\_q2\\_2015.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_gas_markets_q2_2015.pdf)

## Centrul și Estul Europei: situația actuală și planuri de dezvoltare

### ***Vulnerabilitatea regiunii în fața întreruperii alimentării cu gaze***

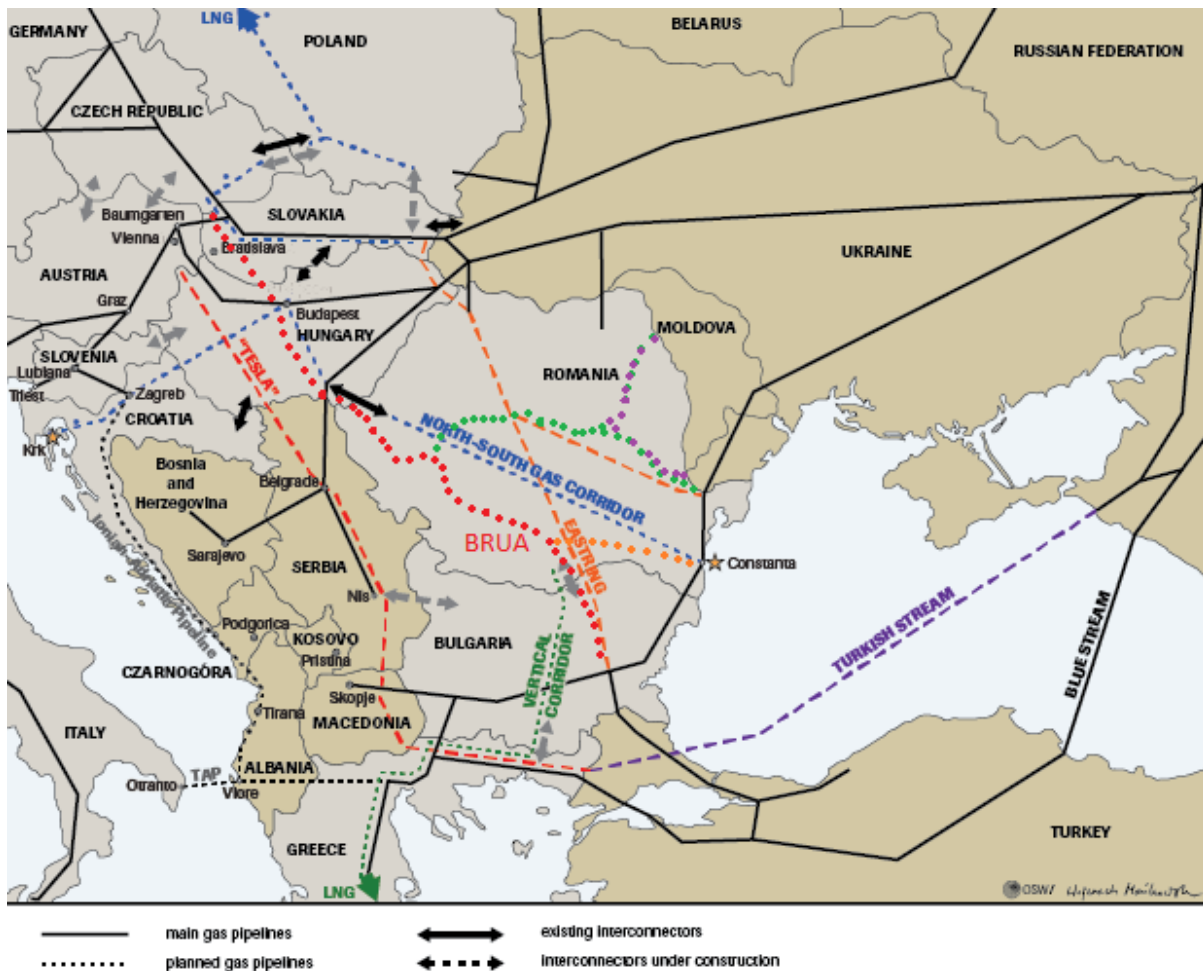
În 2014, Comisia Europeană a finalizat „testele de stres” privind expunerea statelor la riscurile legate de întreruperea aprovizionării cu gaze furnizate de Rusia. Cum era și de așteptat, cele mai vulnerabile s-au dovedit țările din centrul și estul Europei, din cauza infrastructurii deficitare și fragmentate, realitate care nu le permite accesul la surse diversificate de gaze, din cauza lipsei de concurență, a folosirii ineficiente a interconectărilor existente și din cauza contractelor rigide pe termen lung cu un singur furnizor. Aceste țări sunt, așadar, cele mai vulnerabile la un abuz de poziție dominantă din partea unei singure surse externe, de pildă, Gazprom. Acest lucru face și mai tentant pentru guverne și companii să încerce să negocieze deal-uri individuale în detrimentul Uniunii Energetice, în speranța de a obține termeni contractuali mai buni. Nu în ultimul rând, Uniunea Energetică vine și cu condiții de reforme (transparența pieței, acces nediscriminatoriu la resurse, concurență reală între participanți atomizați) care merg deseori contra unor grupuri de interese care capturează piețele de energie din regiune.

Pentru a construi o piață unică și integrată de energie este nevoie de infrastructură care să interconecteze piețele și să diversifice sursele de energie și de reguli comerciale clare și reglementări care să încurajeze concurența între producători și între furnizori. Pe lângă conflictul din Ucraina, și eșecul marilor proiecte de conducte ca Nabucco Vest în 2013 sau South Stream în 2014 (înlocuit cu Turkish Stream, cu fezabilitate aproape la fel de îndoielnică) a readus în atenția statelor din centrul și estul Europei problema găsirii unor rute și surse alternative la gazul rusesc. În 2015, hărțile s-au umplut din nou de conducte desenate cu carioca (Figura 3) - proiecte mai mult sau mai puțin fezabile, în funcție de câți bani ar putea fi puși la bătaie pentru ele, dar și de cât de serios va fi angajamentul autorităților din țările în cauză să ducă la bun sfârșit aceste proiecte, cu durată mai mare de un ciclu electoral și cu diverse complicații politice, mai ales în condițiile în care proiectele sunt și în concurență unele cu altele.



## Proiecte regionale de infrastructură pentru gaze

Fig 3 Conductele propuse



Sursa: <http://www.osw.waw.pl/en/publikacje/analyses/2015-04-22/drafting-new-gas-projects-central-and-south-eastern-europe>, completată cu proiectele propuse de România (BRUA, conectare platforma din Marea Neagră, interconectare cu Moldova și conducta de tranzit Ucraina-Moldova-Bulgaria, <http://www.globuc.com/wp-content/uploads/2015/10/Elisabeta-Ghidu.pdf>)

Astfel, în 2015 s-au discutat următoarele proiecte<sup>2</sup>:

- „**Coridorul vertical**”, promovat intens de Bulgaria și care ar conecta Grecia, Bulgaria și România. Coridorul vertical ar pune cap la cap proiecte discutate deja de mai multă vreme și întârziate până acum din lipsa banilor, din probleme tehnice și din lipsa angajamentului politic: interconectorul Bulgaria-Grecia (3 bcm) și interconectorul Bulgaria-România (1,5 bcm). Bulgaria îl susține în condițiile în care, pentru prima dată, pare chiar hotărâtă să-și construiască un „hub de gaze”. Bulgaria a anunțat licitația pentru construcția

<sup>2</sup> <http://www.osw.waw.pl/en/publikacje/analyses/2015-04-22/drafting-new-gas-projects-central-and-south-eastern-europe>  
<http://www.nineoclock.ro/investments-for-bulgaria-romania-hungary-austria-natural-gas-corridor/>

interconectorului cu România și a alocat finanțare pentru interconectorul cu Grecia, care ar fi finalizat până în 2018, deși nu s-a semnat încă acordul interguvernamental pentru acesta și decizia finală de investiție în proiect a fost amânată de mai multe ori. Prin conductă ar deveni accesibil și gazul din Turkish Stream, și din TAP - desigur, pornind de la ipoteza optimistă că s-ar construi amândouă. Interconectorul Grecia-Bulgaria ar permite integrarea coridorului vertical cu coridorul nord-sud, aducând în Bulgaria o cantitate de gaz din TAP reprezentând cca o treime din consumul țării. La începutul lui noiembrie, premierii Bulgariei, Greciei și Ungariei au căzut de acord să extindă platforma de cooperare Vișegrad (foarte activă în promovarea coridorului nord-sud) într-un grup Balcani + Vișegrad pentru sprijinirea interconectărilor celor două coridoare și să sprijine înființarea unui fond de securitate energetică european.

- În același timp, „**coridorul Nord-Sud**”, care conectează terminalul GNL din Polonia (6 bcm) cu cel care ar urma să fie construit în Croația cuprinde interconectori și depozite de înmagazinare în țările de pe traseu (Polonia, Cehia, Slovacia, Croația, cu extensii posibile spre România-Bulgaria). Coridorul presupune o rută de transport (aproape) completă, bidirecțională de transport, cu capacitate de 15 bcm Polonia-Cehia-Slovacia-Ungaria-Croația, care ar putea fi conectată la țările baltice pentru a reduce și mai mult izolarea acestui teritoriu. O altă conexiune ar fi ca România și Bulgaria să aibă acces la viitorul coridor sudic (inclusiv reverse flow România-Ungaria); o posibilă conexiune Germania-Polonia pentru acces mai rapid la piața vestică și conexiune cu Ucraina pentru a diversifica sursele de gaze și a avea acces la depozitele de înmagazinare. În esență, "coridorul Nord-Sud" pare cel mai fezabil dintre toate proiectele de interconectare din mai multe motive: se discută și se pregătește încă din 2009, odată cu "criza gazului"; a fost promovat intens și consecvent de tot grupul Vișegrad; rezolvă într-o mare măsură problema vulnerabilității Europei centrale la întreruperea aprovizionării cu gaze rusești sau tranzitate prin Ucraina; o parte dintre proiectele de interconectare, plus câteva capacități de înmagazinare și proiectul LNG polonez sunt finalizate sau în stadii avansate de construcție.

Mai mult, odată cu decizia din vară privind extinderea North Stream, polonezii în primul rând susțin chiar mai puternic decât înainte accelerarea interconectărilor în coridorul nord-sud. Chiar dacă viabilitatea coridorului a fost afectată de renunțarea la Nabucco Vest în 2013, gazul din zona Caspică ar putea fi totuși accesat prin interconectarea ulterioară cu coridorul vertical. Un raport recent Roland Berger<sup>3</sup> subliniază că construcția "pe bucățele" a coridorului, prin interconectori, este esențială și o parte din proiecte își pot recupera investiția prin mecanisme comerciale de piață. Cu toate acestea, pentru construcția rapidă este necesară o platformă de coordonare care să asigure buna cooperare a reglementatorilor naționali, transportatorilor de gaze, guvernelor și instituțiilor europene, o prioritarizare clară a interconectărilor critice și mecanisme de finanțare care să permită acces imediat la fonduri din surse private și completare cu surse de la bugete publice acolo unde este nevoie. Dacă aceste lucruri se întâmplă, coridorul nord-sud (gaze și energie electrică) ar fi un model de integrare europeană a pieței de energie care ar da un semnal puternic de solidaritate și viabilitate a Uniunii Energetice.

---

<sup>3</sup> [http://www.ceep.be/www/wp-content/uploads/2015/09/CEEP\\_North\\_South\\_Corridor\\_Making-it-happen4.pdf](http://www.ceep.be/www/wp-content/uploads/2015/09/CEEP_North_South_Corridor_Making-it-happen4.pdf)

- **"Tesla"**: proiectul care ar urma să fie pus în aplicare pentru a aproviziona cu gaz rusesc din Turkish Stream Balcanii de Vest și Ungaria, în condițiile în care capacitatea de transport între Grecia și Turcia este limitată. Proiectul este susținut de Ungaria, Grecia și Rusia și deja au avut loc discuții de principiu pentru construcția conductei între Grecia, Macedonia, Ungaria, Serbia și Turcia. În esență, este vorba de mai vechea ramificație spre nord a South Stream, înlocuind Bulgaria cu Macedonia. Conducta (1300-1400 km), în valoare de 4-5 miliarde EUR și, cel puțin dacă credem declarațiile oficiale, ar respecta cerințele de acces al terței părți din Pachetul Trei. Tesla ar avea o capacitate de până la 27 bcm și ar urma să fie finalizat până în 2019, dacă toate părțile implicate cad de acord. Totuși, din moment ce Gazprom a anunțat în octombrie o reducere cu 50% a capacității Turkish Stream până la 32 bcm, ca urmare a deciziei de a extinde North Stream, și a și amânat data de dare în funcțiune, rămâne de văzut dacă Tesla rămâne un proiect valid. Întrebarea este dacă într-adevăr pe Tesla, odată construită, s-ar respecta realmente accesul terței părți (ceea ce ar pune gazul rusesc în concurență strict comercială cu alte surse de gaze, de pildă cel azer) sau dacă autoritățile și transportatorii din țările de pe traseu nu ar putea fi tentate să încalce regulile europene pentru contracte mai avantajoase cu Gazprom - de pildă, dacă Gazprom se oferă să acopere o parte din costuri. Pentru moment, proiectul Tesla Grecia-Austria este inclus în lista PIC actualizată în 2015<sup>4</sup>, ceea ce ar însemna posibil acces la finanțări europene, cu respectarea cerințelor Pachetului Trei.

## ***Proiecte de coridoare de gaze care traversează România***

### **Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria – „BRUA”**

Unul din proiectele de infrastructură de gaze menționat ca „proiect de interes comun (PIC) de către Comisia Europeană din 2013 a fost dezvoltarea, pe teritoriu românesc, a sistemului de transmisie a gazelor pentru coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria, un proiect de scară mai mică ce a apărut ca urmare a eșecului Nabucco. Proiectul ar presupune investiția într-o conductă nouă de 550 km pe teritoriul României care ar uni cele două puncte de interconectare de la Giurgiu și Nădlac și trei stații de comprimare, permițând creșterea etapizată a capacității bidirecționale de la 1,75 bcm în prima fază la 4,4 bcm într-o fază ulterioară. Proiectul ar permite transport bidirecțional către și dinspre Bulgaria (1,5 bcm) și Ungaria (1,75 bcm într-o primă fază și 4,4 într-o fază ulterioară). Proiectul a fost menționat din nou în noiembrie 2015 ca Proiect de Interes Comun al UE, inclusiv construcția de conducte și îmbunătățiri aduse la nivel de presiune, nu doar pe teritoriul României, ci și în Ungaria și Austria. Conform Planului de dezvoltare a rețelei pe zece ani al Transgaz, BRUA va transporta gaze din Marea Caspică spre Europa Centrală, precum și gaze din Marea Neagră.

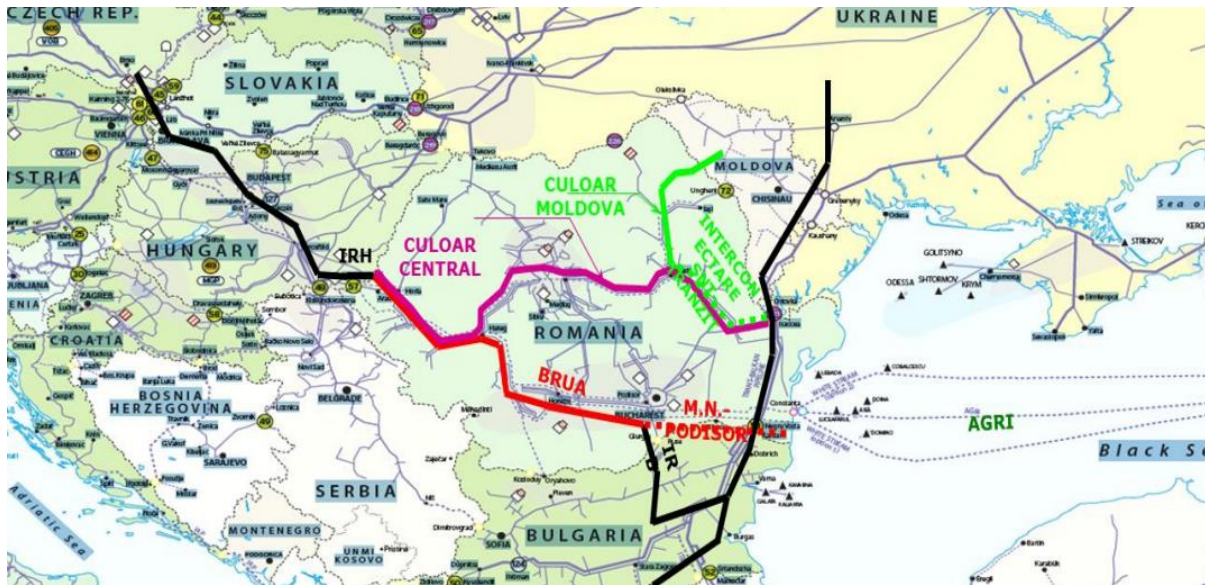
Pentru sectorul românesc, susținătorul proiectului - Transgaz – a primit deja în octombrie 2014 prin mecanismul Uniunii Europene de finanțare a proiectelor cheie de infrastructură energetică – Mecanismul pentru interconectarea Europei (*Connectiv Europe Facility –CEF*) circa 1,5 milioane de euro în granturi pentru proiectare și elaborarea studiilor de fezabilitate pentru construcția a trei stații de comprimare. Transgaz a lansat procedurile de achiziții

---

<sup>4</sup> [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/5\\_2%20PCI%20annex.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/5_2%20PCI%20annex.pdf)

pentru studiile de proiectare în iulie 2015. În octombrie 2015, Transgaz a anunțat finalizarea cererii de finanțare CEF în valoare de 224 de milioane de euro pentru construcția primei faze a secțiunii românești a BRUA. Valoarea totală a primei faze de investiții este de aproximativ 500 de milioane de euro, din care CEF poate acorda maxim 50%. Se așteaptă o decizie în acest sens în ianuarie 2016.

Fig 4. Proiecte Transgaz: interconectare și acces la gazul din Marea Neagră



Sursa: prezentare Transgaz, <http://www.globuc.com/wp-content/uploads/2015/10/Elisabeta-Ghidiu.pdf>

„Eastring” (cca. 2 miliarde EUR), propus de Slovacia, în care piața slovacă urma să fie interconectată cu România și Bulgaria prin Ungaria sau Ucraina, printr-o conductă cu capacitate inițială de 20 bcm care putea fi extinsă ulterior la 40 bcm. Eastring poate transporta gazul în ambele direcții și ar presupune în mare parte folosirea infrastructurii existente, precum conductele de tranzit din România și Bulgaria care nu permit încă accesul terței părți, în contradicție cu cerințele Pachetului Trei. Slovacia susține puternic Eastring, dar celelalte țări sunt mai puțin entuziaste. În eventualitatea în care s-ar construi Turkish Stream (capacitate de până la 32-63 bcm), conducta Eastring ar putea transporta și gaz rusesc în Europa Centrală. Proiectul a fost menționat ca Proiect de Interes Comun în noiembrie 2015 și este acum eligibil să depună cerere de finanțare UE.

Deocamdată există două variante posibile pentru traseul conductei pe teritoriul României, dintre care traseul estic ar permite întărirea rețelei și posibila conectare cu Moldova și face parte din programul Transgaz ("proiectul Marea Neagră") pentru accesul gazului din Marea Neagră în piața de gaze din regiune (Fig 4). Proiectul Marea Neagră ar costa 820 milioane EUR pe ramura sudică (BRUA 560, Marea Neagră - Podișor 260); 544 milioane EUR ramura centrală, care se suprapune parțial cu unul din traseele Eastring; și 110 milioane EUR întărirea rețelei în regiunea de nord-vest și finalizarea interconectării cu Moldova.

## ***Ce anume se va construi?***

În tot acest hățiș de propuneri și proiecte mai mult sau mai puțin pe hârtie, dintre care unele în concurență directă cu altele, trebuia stabilită cumva o prioritate. Pentru a accelera integrarea piețelor de gaze din Europa Centrală și de Sud-Est și pentru a diversifica aprovizionarea cu gaze, Austria, Bulgaria, Croația, Grecia, Ungaria, Italia, România, Slovacia și Slovenia și UE au înființat Grupul de lucru de nivel înalt în februarie 2015 (CESEC). Scopul grupului a fost de a coordona eforturile de implementare a proiectelor transfrontaliere și trans-europene care alimentează cu gaze regiunea, precum și de a implementa reguli armonizate. Unul din obiectivele principale ale grupului a fost de a identifica și a se angaja în comun la un număr limitat de proiecte prioritare de infrastructură în Europa Centrală și de Sud-Est, precum și de a identifica toate aspectele (de reglementare, acorduri, coordonare, tehnice și financiare) care împiedică dezvoltarea și/sau finalizarea rapidă a acestor proiecte de infrastructură.

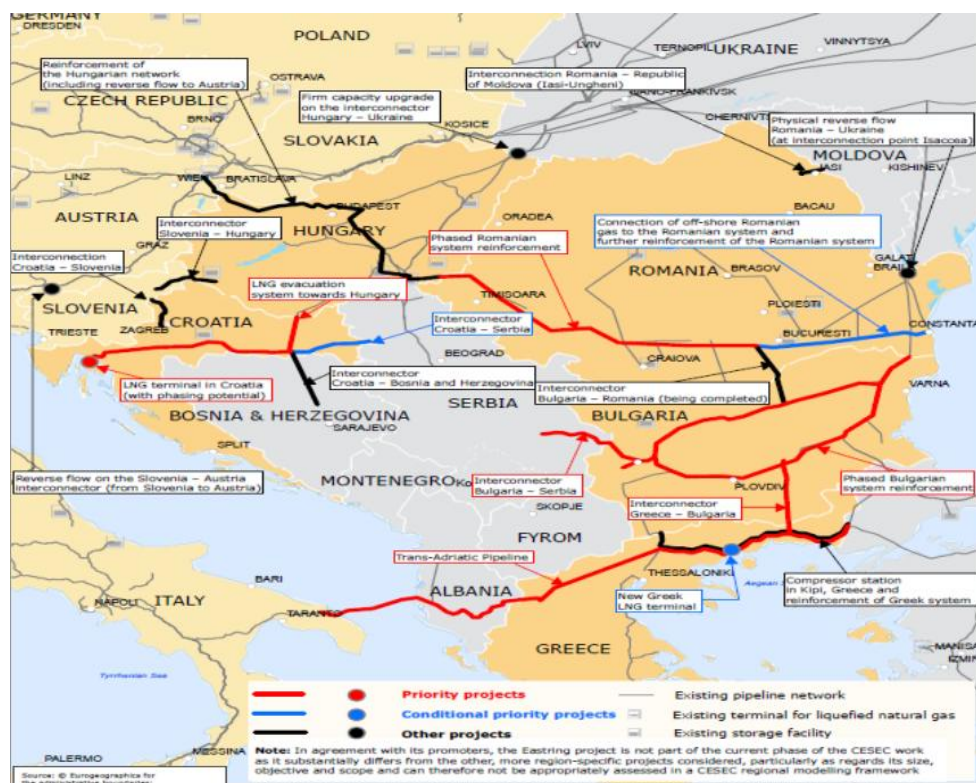
În iulie, 15 state membre UE sau membre ale Comunității Energetice au semnat un memorandum pentru întărirea siguranței aprovizionării cu energie și pentru a crea o piață de energie conectată și competitivă. Obiectivul este ca fiecare țară din regiune să aibă cel puțin trei surse diferite de gaze. Primele priorități în planul de acțiune anexat Memorandumului sunt conducta trans-adriatică (*Trans-Adriatic Pipeline - TAP*), terminalul GNL din Croația și conectarea regională, consolidarea sistemului în Bulgaria și România, interconectori între Grecia și Bulgaria și între Serbia și Bulgaria. România este prinsă în câteva proiecte propuse în Memorandum. Astfel, prima fază a BRUA - consolidarea etapizată a sistemului românesc (necesară pentru a permite utilizarea interconexiunilor existente și dezvoltarea de altele noi; inclusiv eforturi necesare de consolidare a punctelor de interconectare) – a fost menționată ca prioritate CESEC în Anexa la Memorandum. Întărirea rețelelor pentru accesul gazelor românești de pe platforme marine la sistemul românesc și consolidarea ulterioară a sistemului românesc apare ca proiect prioritar condiționat al CESEC. Proiectele ar urma să fie finanțate de statele participante și prin împrumuturi de la BEI și BERD, plus Fondul European pentru Investiții Strategice (EFSI), dar și prin Mecanismul pentru interconectarea Europei, dat fiind că Memorandumul asigură sprijinul politic pentru proiectele prioritare considerate PCI și eligibile pentru finanțare CEF.

Pe lângă trei priorități imediate sau condiționate, CESEC a stabilit și o listă de proiecte neprioritare care ar putea fi susținute, listă care include: interconectorul Bulgaria-România; finalizarea/extinderea conductei Iași-Ungheni (conectarea România – Moldova); și fluxul invers România – Ucraina în Isaccea.

De remarcat faptul că în Memorandum nu se pune accent doar pe construcția unor noi conducte de gaze (aici doar conducta TAP - Trans-Adriatic Pipeline rămânând prioritară ca, în esență, cea mai sigură cale de acces la alternative la gazul rusesc), ci și pe folosirea mai bună a infrastructurii existente cu investiții reduse, de pildă, fluxul invers și interconectori (Grecia-Bulgaria, Bulgaria-Serbia), întărirea rețelelor existente în Bulgaria și România și terminalul GNL din Croația și conectarea Croația-Ungaria. Există apoi un al doilea rând de priorități, „condiționate” - conectarea rezervelor din Marea Neagră dacă rezervele se dovedesc exploatabile comercial, interconectorul Croația-Serbia dacă nu se construiește interconectorul Bulgaria-Serbia, precum și un nou terminal GNL în Grecia, dacă va exista cerere pentru capacitate de regazificare în Grecia.



Fig 5. Priorități CESEC



Sursa: prezentare CESEC, DG Energy

Pentru a coordona un plan coerent de interconectare a regiunii și de construcție a unei piețe lichide de gaze, Comisia Europeană trebuie să depună eforturi, dincolo de sprijinul financiar, lucrând cu reglementatorii și cu TSO naționali, dar și implicând societatea civilă din aceste țări. Acest lucru e necesar pentru a crește și presiunea opiniei publice asupra decidenților naționali să aplice reguli transparente și corecte. S-ar putea impune chiar numirea unui reprezentant al Uniunii Energetice, cu atribuții clare și recunoscute de participanții la negocieri, pentru a asigura această coordonare.

**Oportunități de finanțare:** Proiecte de Interes Comun (PIC) și Mecanismul pentru interconectarea Europei

Mecanismul pentru interconectarea Europei (CEF) este un instrument de finanțare cheie al UE pentru promovarea creșterii economice, a locurilor de muncă și a competitivității prin investiții specifice în infrastructură la nivel european. CEF pentru Energie sprijină dezvoltarea de rețele de energie transeuropene performante, durabile și interconectate în mod eficient pentru a acoperi lipsurile existente din mecanismele europene de finanțare a energiei prin infrastructurile de transport de importanță europeană. CEF acordă sprijin financiar proiectelor prin instrumente financiare inovatoare precum garanții și obligațiuni de proiect. Aceste instrumente creează un efect major de pârghie cu privire la folosirea bugetului UE și acționează drept catalizator pentru a atrage finanțare din partea sectorului privat și a altor jucători din sectorul public. CEF se adresează în principal acelor proiecte care nu sunt viabile din punct de vedere comercial pe piața actuală și în condițiile actuale de reglementare și care, în mod normal, nu s-ar concretiza în programe de investiții ale dezvoltatorilor de infrastructură dar care sunt deosebit de importante pentru Europa și integrarea pieței sale energetice. Se pun la dispoziție 4,7 miliarde de euro pentru îmbunătățirea infrastructurii energetice transeuropene pentru perioada 2014-2020.

În 2014 și 2015, au avut loc patru apeluri de depunere a proiectelor de infrastructură energetică finanțate prin CEF, având drept criterii de atribuire maturitatea proiectului (acțiune în cadrul proiectului) cu privire la etapa de elaborare, dimensiunea transfrontalieră a proiectului, și anume zona de impact și numărul de state membre implicate, impactul efectelor externe pozitive ale proiectului în special asupra solidarității, necesitatea ca proiectul să depășească obstacolele financiare, sustenabilitatea planului de implementare și nivelul de prioritate și urgență ale proiectului cu privire la capacitatea acestuia de a elimina blocajele, eliminarea izolării energetice și contribuția la implementarea pieței energetice interne.

Și mai important, pentru a fi eligibile pentru sprijin financiar prin CEF, proiectele trebuie identificate drept Proiecte de Interes Comun (PIC). PIC-urile sunt acele proiecte considerate de către Comisia Europeană ca având un impact semnificativ asupra piețelor energetice din cel puțin două state membre prin contribuția la integrarea rețelelor acestora, asupra creșterii competitivității pe piețele energetice prin acordarea de alternative consumatorilor și asupra creșterii securității aprovizionării făcând posibil primirea de energie de către state din mai multe surse. Pentru a ajuta la crearea unei piețe energetice integrate a UE, Comisia Europeană a adoptat o listă cu 248 de PIC-uri. Aceste proiecte pot beneficia de proceduri accelerate de acordare a licențelor, de condiții de reglementare îmbunătățite și pot avea acces la sprijin financiar prin intermediul Mecanismului pentru interconectarea Europei (CEF). Lista cu proiecte va fi actualizată o dată la doi ani, cea de-a doua actualizare fiind publicată în noiembrie 2015.

Alte finanțări disponibile din bani europeni pentru energie, în general, cuprind:

- 23 miliarde EUR pentru eficiență energetică și energie regenerabilă sub ESIF (fonduri structurale)
- 6,6 miliarde EUR pentru cercetare-dezvoltare sub Horizon 2020.

În plus, există așa-numitul „Plan Juncker” - planul de investiții pentru proiecte europene, din care se speră că se pot mobiliza finanțări de până la 315 miliarde EUR în următorii trei ani. Finanțarea propriu-zisă va fi mobilizată printr-un Fond European pentru Investiții Strategice European (EFSI), administrat de BEI, în valoare de 21 miliarde EUR, din care 16 miliarde garanții UE și 5 miliarde fonduri ale BEI. Cei 16 miliarde din partea UE sunt împărțiți astfel: 8 miliarde în numerar vor fi folosiți ca garanție și provin 3,3 miliarde din CEF, 2,7 miliarde din Horizon 2020 și 2 miliarde o sumă suplimentară; iar alte 8 miliarde vor fi o rezervă de urgență. Suma de 21 miliarde este o garanție pentru împrumuturi.

Suma de 21 de miliarde va fi folosită pentru a cofinanța alte surse, fonduri din bugetele statelor membre, finanțări private, PPP-uri, împrumuturi inclusiv de la BERD sau BEI, dar și de la bănci private; acest lucru, se presupune, ar stimula investiții în proiecte profitabile pentru a recupera investiția inițială. Printre avantajele se numără și un regim mai favorabil autorizărilor necesare pentru ajutor de stat.

Desigur, doar o parte din aceste sume vor fi disponibile pentru infrastructura de gaze; proiectele intră în concurență cu alte proiecte de energie (electrică, regenerabile etc.) sau cu investiții în alte sectoare (transport, infrastructură urbană etc. în cazul „Planului Juncker”).

Sunt aceste sume suficiente pentru construcția infrastructurii de gaze? Categorie, proiectele vehiculate de interconectori, conducte și terminale GNL depășesc finanțările disponibile. Totuși, există deja îngrijorări<sup>1</sup> că unele din proiectele eligibile pentru finanțări europene se bazează pe proiecții nerealiste privind cererea de gaze, mult mai mică decât anticipată anterior. În ultimul deceniu, cererea de gaze a Europei a scăzut cu 9% din cauza crizei, din cauza preocupărilor pentru siguranța aprovizionării cu gaz rusesc și din cauza prețului scăzut al emisiilor și al cărbunelui și creșterea energiei regenerabile. Azi, proiecțiile făcute pentru cererea de gaze până în 2020 folosite pentru evaluarea proiectelor din CEF sunt cu 70% mai mari decât proiecțiile actuale ale Comisiei ținând cont și de atingerea țintelor de creștere a eficienței energetice. Riscul este să se construiască terminale GNL sau conducte subutilizate. Cum proiectele din „planul Juncker” trebuie să recupereze investițiile pentru a rambursa împrumuturile sau a aduce profituri co-investitorilor privați, ele vor fi analizate la sânge înainte să fie aprobate. Tocmai de aceea, prioritizarea proiectelor trebuie făcută inteligent și vor avea șanse numai proiectele susținute cu argumente puternice și cu beneficii clare de creștere a independenței energetice în întreaga regiune.

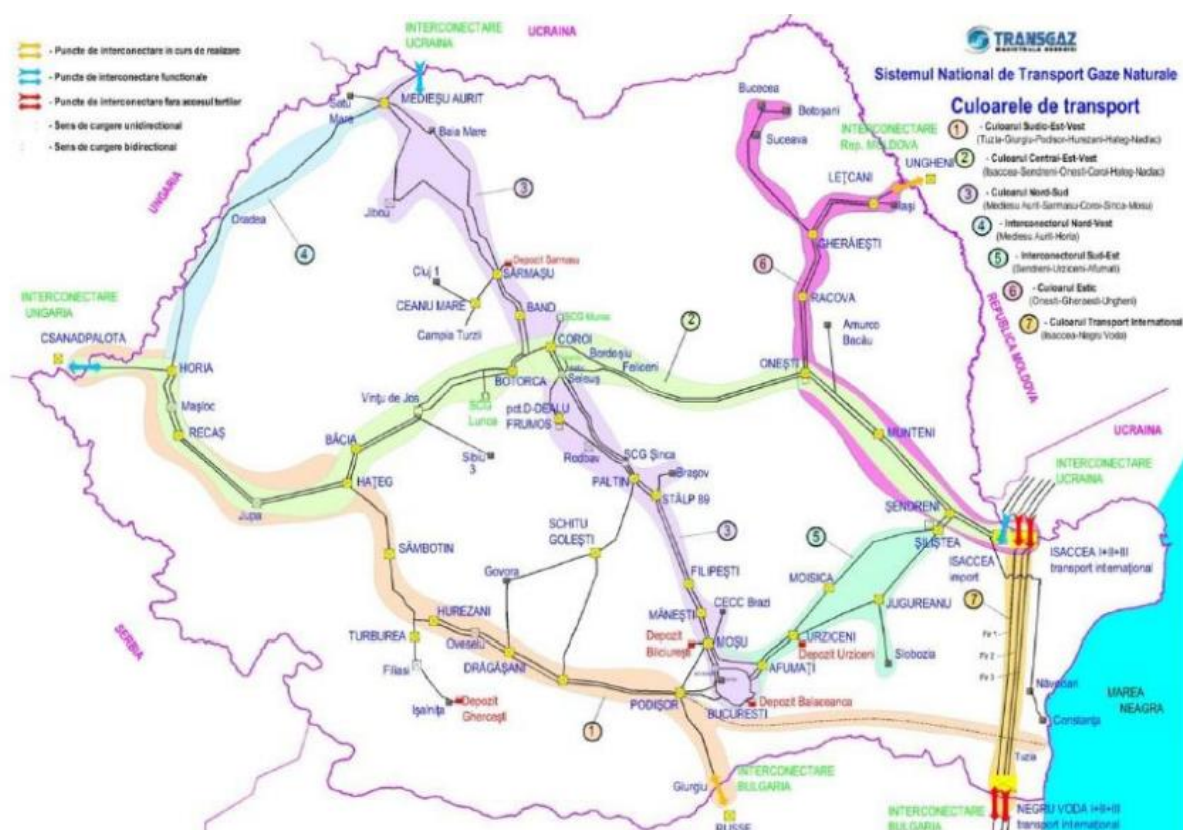
## ***Prioritățile actuale ale României cu privire la interconectări și infrastructură***

Pe lângă proiectele majore mai ambițioase precum BRUA, România are proiecte de interconectare în curs de execuție cu scopul de a elimina izolarea pieței de gaze a României:

- Interconectorul Giurgiu-Ruse a însemnat permiterea unei capacități de flux invers de 1,5 miliarde m<sup>3</sup> cu Bulgaria. Proiectul, finanțat prin Programul Energetic European pentru Redresare, a fost demarat în 2011 și trebuia finalizat în 2013, însă a acumulat întârzieri de ambele părți din motive contractuale. Finalizarea acestuia a fost amânată acum pentru 2016, însă chiar după finalizarea conductelor de interconectare nu se va putea asigura fluxul gazelor în ambele direcții deoarece presiunea din conductele sistemului de transport din România este prea mică și trebuie îmbunătățită.
- Interconectorul Arad-Szeged a însemnat funcționare cu flux invers cu 1,75 miliarde m<sup>3</sup>, iar în prezent poate doar să importe gaz. Se are în vedere extinderea capacității de flux invers, însă se întâmpină aceeași problemă de presiune ca în cazul Giurgiu-Ruse.
- Interconectarea sistemului național de transport cu conductele internaționale de transport și flux invers la Isaccea - proiect inclus în PIC
- Moldova: Iași-Ungheni a fost finalizat în 2014, dar capacitatea de export este limitată. Conform Planului de dezvoltare a rețelei pe zece ani al Transgaz, sunt planificate îmbunătățiri ale sectorului românesc și este nevoie de extindere a sectorului moldovean cu zona în care există cerere, adică cu Chișinău.
- GNL: este planificat, dar puțin probabil, un terminal GNL la Constanța, în proiectul AGRI, cu capacitate de 7 miliarde m<sup>3</sup> (2 miliarde pentru România, 5 miliarde pentru export spre Vest). Proiectul ar costa 4-6 miliarde EUR.
- Înmagazinare: sunt planificate capacități de înmagazinare de 2,15 miliarde m<sup>3</sup> (+80% față de capacitatea actuală). Proiectele cele mai probabile ar fi: GDF - Depomureș (300 mil. m<sup>3</sup>); Amgaz - Nades Prod Seleus (250 mil. m<sup>3</sup>); Romgaz- Urziceni (110 mil. m<sup>3</sup>). În 2011 depozitul de la Mărgineni (1,6 miliarde m<sup>3</sup>) s-a dovedit nefezabil.



Fig 6 Planul de dezvoltare a rețelei de transport de gaze



Sursa: Planul de dezvoltare a rețelei pe zece ani al Transgaz

### **Interconectare sau surse alternative?**

În ciuda efortului de interconectare a piețelor țărilor din centrul și estul Europei și de aplicare a Pachetului Trei, care ar putea într-adevăr limita capacitatea unui singur furnizor dominant să discrimineze între clienți și să facă abuz de poziție dominantă, există o limită până la care concurența poate crește în regiune fără surse alternative de gaze. În același timp, sursele alternative de gaze, de pildă din zona Caspică, înseamnă proiecte complicate, scumpe și de durată cu mulți actori implicați. Pe scurt, problema cu micile proiecte de interconectare, care au șansa să se materializeze mai rapid decât conductele mari sau terminalele GNL, e că acestea au dezavantajul că nu aduc în Europa și alt gaz decât cel rusesc.

Cel mai performant hub de gaze din regiune, CEGH - Baumgarten (Austria), în ciuda platformei moderne, nu este încă suficient de lichid, din acest punct de vedere CEGH rămânând mult în urma platformelor mai performante din vestul Europei<sup>5</sup>, chiar dacă piața

<sup>5</sup> La începutul anului 2015, ACER a propus niște criterii, cu caracter de recomandare, pentru măsurarea lichidității unei platforme de gaze. Acestea sunt: cel puțin 8 tranzacții zilnice cu același tip de produs; un orizont minim de 22-24 de luni pe care se pot încheia contracte pe termen lung; o cantitate minimă de gaze oferită sau cerută simultan de 120 MWh. Dacă platformele existente nu pot îndeplini criteriile până în 2017, ACER recomandă măsuri de reformă, de pildă, fuziunea pentru a crește lichiditatea pe un teritoriu mai mare. Singurele platforme din toată UE care îndeplinesc criteriile de lichiditate sunt TTF și NBP. În trecut, s-a pus

a crescut mult în ultimii ani (în 2014, volumul tranzacțiilor a crescut cu 61%<sup>6</sup>). În ciuda numărului mare de participanți, rămâne o realitate faptul că, până una-alta, cea mai mare parte a gazului care se tranzacționează la CEGH vine dintr-o singură sursă, gazul rusesc (e adevărat însă și că prin Baumgarten trece cam o treime din gazul rusesc importat în UE). CEGH va fi într-adevăr lichid în momentul în care se vor putea tranzacționa și surse alternative: gazul azer, GNL din Croația sau Polonia și gazele din Marea Neagră.

Există trei surse alternative de gaze la gazul rusesc pentru centrul și estul Europei: GNL (prin terminalele din Polonia și Lituania și prin viitoarele terminale din Croația și, posibil, Grecia); gazul din zona Caspică (prin TANAP și apoi TAP); și resursele descoperite în Marea Neagră. Europa Centrală și de Est consumă cca. 12% din consumul UE, adică cca. 50-60 bcm anual. Ca urmare, pentru a exista concurență reală, sursele alternative de gaze la gazul rusesc ar trebui să fie de un ordin de mărime comparabil, astfel încât competiția să reducă semnificativ prețurile în piața angro.

Indiferent de proiectele care se vor concretiza, aplicarea regulilor Pachetului Trei în cele 15 (+2) țări din centrul și estul Europei care încearcă să-și interconecteze piețele de gaze și să-și diversifice sursele de aprovizionare va fi o problemă spinoasă. Ceea ce întârzie construcția unei piețe unice de energie în Europa (ținta inițială a fost 2014) este dificultatea cu care și unele din statele vechi membre ale UE au avut întârzieri în aplicarea Pachetului Trei, mai ales în ceea ce privește accesul la capacitățile transfrontaliere<sup>7</sup>.

Și interconectorii, și conductele noi trebuie să respecte în primul rând accesul terței părți, iar piețele de gaze trebuie să devină lichide, în condițiile în care 6 din aceste țări nu sunt state membre, ci doar în Comunitatea Energetică. Chiar interpretările unora din regulile acquis-ului european sunt diferite de la țară la țară, iar alte zone nu sunt încă pe deplin reglementate. Este nevoie să se construiască și să se aplice reglementări privind transparența tranzacțiilor cu energie, pentru ca piețele să fie competitive. Este nevoie de transparență privind capacitatea disponibilă de transport. Sunt necesare reglementări privind GNL. Trebuie asigurată siguranța aprovizionării.

---

problema ca cele două burse din Germania să fuzioneze pentru o mai mare lichiditate, deși planul a fost abandonat din cauza costurilor mari la momentul respectiv. În 2015, platforma belgiană ZTP a discutat o posibilă fuziune cu cea din Luxemburg. În Spania și Portugalia va deveni operațională o platformă spot anul acesta și se discută o fuziune a bursei după 2017. Chiar CEGH ia în calcul o platformă comună cu Cehia și Slovacia. Aceste evoluții au loc chiar dacă recomandările ACER sunt opționale și chiar dacă de multe ori principala barieră contra fuziunii este una politică, de multe ori statele având ambiția de a avea „propriul hub”. Dacă ne uităm la tendințele din jurul nostru, e cu atât mai de neînțeles de ce în România avem ambiția de a avea nu o platformă, ci două, pentru o piață încă lipsită de lichiditate. Mai multe detalii - <http://www.icis.com/resources/news/2015/02/06/9858817/analysis-eu-gas-hubs-likely-to-fail-liquidity-targets/>

<sup>6</sup> [http://www.cegh.at/sites/default/files/20150211\\_eworld\\_cegh.pdf](http://www.cegh.at/sites/default/files/20150211_eworld_cegh.pdf)

<sup>7</sup> O chestiune interesantă este posibilul conflict de interese în găsirea de soluții pentru depășirea restricțiilor de tranzacționare peste granițe în lipsa unui reglementator european - ACER fiind în realitate mai degrabă o asocieră a reglementatorilor naționali decât un reglementator european și putând face cel mult recomandări și nu reglementări aplicabile direct. Un rol esențial în ceea ce privește chestiunea spinoasă a accesului la capacitățile transfrontaliere îl au asociațiile de TSO naționali, ENTSO-E pentru energia electrică și ENTSO-G pentru gaze. În ce măsură, de pildă, în lipsa unui „câine de pază european cu dinți” transportatorii naționali și reglementatorii naționali nu ar avea tentația de a exagera constrângerile tehnice de transport peste graniță a energiei produse în țara respectivă, pentru a crește încasările din tarifele pentru congestii la graniță sau chiar pentru a limita exporturile de energie, în condițiile în care, nu demult, unele țări chiar aplicau tarife de export pe rețelele de transport? În ce măsură TSO naționali sunt realmente interesați să facă rapid investiții pentru a elimina congestiile fizice de la granițe?

Tabel 1. Surse de gaze și alternative pentru gazele rusești

Conducta	Sursa de aprovizionare	Capacitatea	Data începerii construcției / dării în funcționare	Parteneri	Țări de tranzit
Turkish Stream	Gaz rusesc	32 bcm (16 în Turcia, 16 în Europe)	Întârziat	Gazprom	RU, TR, TESLA prin Grecia, Macedonia, Serbia, Ungaria
TANAP	Shah Deniz II	16-31 bcm	Finalul anului 2014 / 2018	SOCAR, BOTAS, BP	AZE, GEO, TUR
TAP	Gaz azer Shah Deniz II, TANAP	10-20 bcm	2015 / 2020	BP, SOCAR, Fluxys, Enagas, Axpo	GRE, ALB, ITA
Eastring	Din Rusia, Marea Neagră, Europa de Vest, Iran, Med. de Est	20 bcm (în creștere de la 10), 40 bcm în cea de-a doua fază	Finalul anului 2018	Eustream (țări posibile de tranzit TSO)	SK, HU/UA, RO, BG
BRUA	TAP, Marea Neagră	4.4 bcm în HU 1.5 bcm în BG	2019	Bulgartransga, Transgaz, FGSZ, GasConnect	BUL, RO, HUN, AUT
AGRI	Gaz azer, gaz turkmen	2-8 bcm	Se va stabili	Romgaz, SOCAR, Georgian O&G Company, MVM	AZE, GEO, ROM
White Stream	Gaz azer, gaz turkmen	8 bcm	2021-2022		Regiunea Caspică, UKR, ROM

Pe o piață interconectată a gazelor, trebuie create instrumente de tranzacționare specifice burselor moderne de gaze. Trebuie să se asigure accesul la capacitatea de înmagazinare și proprietatea asupra acestor capacități. Trebuie înființați și consolidată poziția unor reglementatori puternici și credibili. O bună parte din cerințele europene, cum ar fi accesul nediscriminatoriu la rețele și capacități de înmagazinare sau transparența contractelor cu energie intră chiar în conflict cu unele grupuri de interese locale.

## Politica sectorului de gaze în România: oportunități și riscuri

### Politici

România suportă în prezent povara unei moșteniri grele a unei politici energetice rămase în urmă: între 2007-2012, s-a blocat liberalizarea pieței de gaze și a celei de energie electrică pentru a permite așa-numitele „contracte cu băieții deștepți”, parteneri preferențiali ai companiilor de stat care cumpărau netransparent și necompetitiv energie la prețuri mult mai mici decât prețurile disponibile în piața liberă pentru toți ceilalți, și a fost nevoie de proceduri de infringement și condiționalități FMI, plus eforturile justiției penale, pentru a continua reformele.

Însă nevoia urgentă de siguranță a aprovizionării cu energie este o oportunitate unică pentru a rezolva și astfel de probleme de guvernare sau politice. Nu în ultimul rând, România și-a exprimat de nenumărate ori dorința de a deveni un „hub” regional de gaze, valorificându-și poziția strategică, potențialul său de producție internă și capacitatea de stocare cu planuri actuale de extindere. România are oportunitatea de a primi sprijin financiar și politic major pentru consolidarea și construcția unei infrastructuri noi de gaze datorită faptului că este și sursă suplimentară de gaze pentru țările din regiune, cât și pentru că este o țară de tranzit. Pe de altă parte, riscă să nu fructifice această oportunitate dacă nu reușește să identifice proiecte cu adevărat serioase și fiabile care să permită export efectiv de gaze: stații de comprimare, capacitate de flux invers spre Ungaria, dar și Bulgaria, Moldova și Ucraina. România are proiecte ambițioase, dar nu s-a stabilit în mod eficient o prioritate pentru acestea și nici nu sunt sprijinite cu consecvență.

Fig 7 Hub de gaze?



### **Cerințe instituționale pentru accesarea fondurilor pentru infrastructura de gaze**

Ca urmare a reformelor din sector rămase în urmă și întâzierilor în implementarea interconectărilor funcționale, credibilitatea României este destul de scăzută și este nevoie de eforturi susținute pentru a obține finanțările europene (granturi CEF, EFSI și împrumuturi BEI și BERD), care să completeze bugetul Transgaz și finanțarea prin împrumuturi (ex. obligațiuni). De asemenea, România va trebui să demonstreze că poate pregăti proiecte bune pentru finanțarea din Programul Operațional Infrastructură Mare, în care Transgaz va beneficia de un grant de 50 mil. EUR (cofinanțare 50 mil. EUR) pentru construcția a 160 km de conducte care să crească interconectarea pieței românești cu țările din regiune. Susținătorii proiectelor care vor solicita finanțare CEF pentru proiectele PIC (precum BRUA) trebuie să respecte cerințe riguroase cu privire la cereri, argumentări și planurile de derulare a proiectelor, dar trebuie să fie sprijiniți și de instituții sau autorități competente relevante din statul membru respectiv. Aceste instituții sunt responsabile de aplicarea legislației și procedurilor europene relevante cu privire la standardizarea cerințelor administrative de implementare a astfel de proiecte complexe.

Ministerul Energiei a fost desemnat autoritate competentă cu privire la implementarea PIC și este responsabil, de exemplu, de elaborarea, actualizarea și implementarea Manualului de procedură PIC, un instrument recomandat prin Regulamentul UE 347/2013 privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transeuropene pentru standardizarea procedurilor de autorizare pentru proiectele PIC. Ministerul Energiei a ales modelul de „sistem integrat”, conform Regulamentului 347, prin care „decizia exhaustivă” cu privire la procedura de autorizare este emisă de autoritatea competentă. România a finalizat adoptarea Manualului de procedură PIC, însă nu l-a fundamentat cu prevederi eficace pentru standardizarea procedurii, rolurile fiecărei autorități implicate și măsurile legislative necesare pentru ca prevederile Manualului să intre în vigoare. Nivelul de efort și determinare depuse de statele membre cu privire la măsurile luate pentru implementarea rapidă a proiectelor PIC ar putea să conteze foarte mult la evaluarea riguroasă de către Comisia a cererilor depuse de susținătorii proiectelor pentru finanțare prin CEF.

Și rolul autorităților de reglementare este esențial pentru sprijinirea susținătorilor de proiecte în concurența pentru obținerea finanțării europene. ANRE trebuie să aprobe anual Planul național de dezvoltare a rețelei pentru zece ani al Transgaz pentru ca acesta să poată fi transmis la Bruxelles și să contribuie la Planul european de dezvoltare a rețelei pentru zece ani. Doar proiectele incluse în planul european de dezvoltare a rețelei pentru zece ani pot deveni PIC și sunt eligibile pentru finanțare europeană. Prin Opinia nr. 22/23 decembrie 2014, Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (ACER) a atras atenția asupra lipsei de coordonare între planurile naționale și europene de dezvoltare a rețelei pentru zece ani și a identificat neconsecvențe inclusiv cu privire la proiectul BRUA. Drept urmare, Agenția a atras atenția autorităților naționale de reglementare în vederea notificării Agenției cu privire la actualizările și modificările aduse proiectelor PIC și armonizării programelor de actualizare a planurilor naționale de dezvoltare a rețelei pentru zece ani astfel încât să existe consecvență între planurile naționale și cele europene de dezvoltare a rețelei pentru zece ani. În decembrie 2014, ANRE a aprobat planul de dezvoltare a rețelei pentru zece ani al Transgaz pentru perioada 2014-2023, iar planul României pentru perioada 2015-2024 nu a fost încă publicat pentru consultări. În mod sigur, Comisia va analiza nivelul de conformitate cu regulamentul UE privind obligațiile de planificare, raportare și implementare al autorităților de reglementare și al susținătorilor proiectelor când va decide în legătură cu acordarea finanțării vreunui PCI. Deocamdată, nu este încă foarte clar dacă România va atrage acești bani.

### ***Explorare și producție***

România are o tradiție îndelungată în sectorul de explorare și producție și este una din puținele țări europene producătoare de gaze naturale. După etapa de declin conturată în 1990 din cauza lipsei de investiții, producția s-a stabilizat recent ca urmare a programelor de investiții ale doi producători principali de gaze, Romgaz și OMV Petrom, în dezvoltarea unor câmpuri mature precum și prin începerea producției din zăcăminte noi. Producția s-a stabilizat și prin aportul unor participanți mai mici din sector precum Stratum Energy, societate de petrol și gaze cu sediul în SUA - aceștia au anunțat în toamna anului 2014

începerea producției din blocul Moinești, câmpul petrolier Poduri din județul Bacău și că au planuri de continuare a investițiilor pentru a-și crește portofoliul de producție.

Și activitatea de pe platformele marine a început să crească recent: Prima sondă de explorare de apă adâncă din sectorul românesc al Mării Negre a fost finalizată în 2012 de către OMV Petrom și Exxon Mobil și a confirmat un zăcământ nou descoperit de gaze naturale cu estimări preliminare de 42-84 bcm. În prezent, se colectează și se interpretează datele pentru a confirma dimensiunea zăcământului și caracterul exploatabil comercial al acestuia. Și Lukoil s-a angajat să exploreze două blocuri din sectorul românesc al Mării Negre - Est Rapsodia și Trident – și a anunțat recent descoperirea unui zăcământ de gaze de aproximativ 30 bcm. Romgaz are opțiuni de achiziție de titluri de participare în mai multe blocuri marine dacă se identifică zăcăminte exploatabile comercial.

Principala provocare pe care o observă publicul pentru anii următori pentru sector o reprezintă menținerea producției în depozitele mature și explorarea de noi rezerve, în principal în Marea Neagră. Puțină lume însă conștientizează faptul că, în același timp, cererea de gaze a scăzut semnificativ în ultimii ani (de la 13-14 bcm în 2011 la 11 bcm în 2014). Acest lucru s-a întâmplat ca urmare a scăderii cererii din partea consumatorilor industriali de gaze, dar și din sectorul de energie electrică și termică în urma creșterii cotei energiei regenerabile. Importurile au scăzut de la 20-30% în anii 2000 la 7% anul trecut și aproape de zero anul acesta, iar cererea și importurile s-ar putea să scadă în continuare. Drept urmare, pe termen mediu (chiar înainte de exploatarea gazelor din Marea Neagră) producătorii interni de gaze se confruntă la rândul lor cu o problemă de asigurare a cererii dat fiind că scăderea cererii nu va compensa investițiile menționate mai sus. Și producția actuală este amenințată deoarece nu poate fi ajustată cu ușurință pentru a respecta tiparele de consum.

## ***Miza exporturilor***

Acest lucru înseamnă că România poate ajunge exportator net de gaze fără să fie afectată cererea internă, cum se teme publicul după ani de zile de populism. Unul din motivele pentru care România nu e prea credibilă în instanțele europene în ceea ce privește intențiile de a se integra realmente în piața unică îl reprezintă experiența anilor trecuți. Liberalizarea pieței de gaze s-a făcut încet și doar cu pistolul la tâmplă, mecanismul prin care se reglementau prețurile ("coșul de import - producție internă") reprezenta o interdicție implicită de export, ba, mai rău, în 2012 chiar s-a încercat introducerea unei interdicții explicite de export în Legea 123 (fără a se reuși, din fericire). În continuare, conducta Isaccea - Negru Vodă prin care Gazprom livrează gaze Bulgariei, deși deținută de Transgaz, nu este conectată cu rețeaua națională de transport și nu se știe transparent capacitățile disponibile pe această conductă, care ar putea permite (cu investiții) exportul de gaze către Bulgaria. Proiectele de interconectare pe flux invers cu Ungaria și interconectorul cu Bulgaria, deși ar fi trebuit finalizate deja, sunt întârziate. Până la amenințarea cu infringementul, România nu a vrut să exporte nici prin *backhaul*<sup>8</sup>. Cu alte cuvinte, politica românească în ultimii 5 ani a fost în mod constant și consecvent împotriva permiterii

---

<sup>8</sup> [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-11-1437\\_en.htm?locale=en](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-11-1437_en.htm?locale=en)



## Cazul Lituaniei

Țările baltice și Finlanda sunt complet dependente de importurile rusești prin Belarus și relativ izolate geografic de restul pieței europene. Tocmai această izolare a permis vânzarea gazelor rusești către cele trei țări la prețuri printre cele mai mari din Europa (Fig. 2). Soluția de asigurare a securității aprovizionării cu gaz pentru aceste țări o reprezintă tot diversificarea surselor, interconectarea fizică și construcția unei piețe transparente și concurențiale. Trebuie crescută capacitatea de interconectare prin construcția unor conducte precum Conectorul Baltic Finlanda-Estonia și Polonia-Lituania (GIPL), care ar putea optimiza și utilizarea nou-construitului terminal GNL de la Klaipeda, și creșterea capacității de înmagazinare în toate cele patru țări.

Primul pas a fost deja făcut de Lituania, o țară fără capacități de înmagazinare, cu importuri 100% prin contracte pe termen lung, în termeni restrictivi și prețuri cu 15% mai mari decât prețurile la care cumpără Germania. Până în 2014, Lituania avea chiar cele mai mari prețuri angro pentru gaz din toată UE. Mai mult, chiar rețeaua de transport și distribuție erau controlate tot de Gazprom. În 2009, Lituania și-a închis și centrala nucleară (Ignalina) ca urmare a presiunilor UE, centrala fiind pe aceeași tehnologie ca Cernobîl sau Kozlodui, astfel Lituania ajungând și mai dependentă de importurile de energie din Rusia. În 2014, însă, Lituania a finalizat construcția terminalului GNL de la Klaipeda, după 3 ani de eforturi susținute, și a reușit, prin amenzi record date de Consiliul Concurenței, să forțeze Gazprom să renunțe la controlul asupra rețelelor de gaz de pe teritoriul Lituaniei.

Lituania a avut în permanență o politică ambițioasă în sectorul gazelor și a știut să negocieze cu Comisia Europeană în avantajul ei, de la inițierea investigației DG Competition în abuzul de poziție dominantă a Gazprom și până la decizia Comisiei de a se construi terminalul GNL în Lituania și nu în altă parte (Estonia, Letonia). Pentru aceasta, a venit cu argumente serioase: Klaipeda e singurul port baltic care nu îngheață în tot timpul anului și Lituania are presiune mai mare în rețea decât Letonia și Estonia, adică poate exporta mult mai ușor decât s-ar putea transporta gazul invers. Lituania a împins la Comisie urgentarea unor proiecte de interconectare – finanțate parțial de UE – care au loc chiar acum (Lituania-Polonia, Lituania-Letonia). A reușit să păstreze direcția de deschidere a pieței.

Ca urmare, s-au renegociat prețurile gazelor rusești, reducându-le încă din 2014 cu 20%. În 2015 expiră contractul pe termen lung cu Gazprom și Lituania poate negocia cu oricine, chiar și cu Gazprom, însă, odată cu deschiderea terminalului, va negocia în termeni de piață, nu în genunchi: chiar dacă nici gazul lichefiat nu e ieftin, Gazprom nu mai poate ține prețurile la nivelul din anii trecuți și nici nu mai poate amenința că va opri livrările. Mai mult, Lituania va exporta cantități importante de gaze către vecini chiar începând cu anul acesta, prin conducte existente și conducte noi.

Fig 8. Conducte în țările baltice



[http://www.gasnaturally.eu/uploads/3.\\_Presentation\\_for\\_Gas\\_Naturally\\_COMPLETE\\_AND\\_FINAL\\_KL\\_APEIDOS\\_NAFTA.pdf](http://www.gasnaturally.eu/uploads/3._Presentation_for_Gas_Naturally_COMPLETE_AND_FINAL_KL_APEIDOS_NAFTA.pdf)

exporturilor de gaze, cu motivul public că astfel consumatorii români vor avea acces la „gaz ieftin de producție internă”, cu motivul real că o astfel de reglementare permitea gaz ieftin unor consumatori industriali în relații privilegiate cu statul. Aceste motive nu mai există însă azi și România trebuie să dovedească faptul că vrea realmente să se conecteze la piața regională de gaze, ceea ce înseamnă inclusiv să exporte.

Pe de altă parte, fără disponibilitatea (credibilă) de a-și deschide piața, România riscă să piardă finanțările disponibile pentru proiecte de rețele necesare oricum pentru diversificare, cum ar fi BRUA sau conectarea resurselor din Marea Neagră.

Azi, publicul probabil ar fi mai curând împotriva deschiderii exporturilor de gaze, tocmai din cauză că nu se înțelege faptul că deschiderea exportului nu înseamnă că vom exporta cantități masive de gaze de producție internă, ci putem deveni țară de tranzit pentru gaze din diverse surse și că putem folosi optim depozitele de înmagazinare, cu profituri serioase pentru bugetul public, pentru a permite dezvoltarea unui *hub* în regiune. Altfel spus, o țară deschisă atât pentru import, cât și pentru export, își va putea asigura concurență în beneficiul consumatorilor interni și optimizarea investițiilor pentru producătorii interni, precum și o siguranță mai mare în aprovizionare din mai multe surse, de exemplu dacă se întrerup sau scad livrările rusești ca în 2014. Pentru acest lucru este nevoie de viziune și politici coerente în domeniul gazelor.

#### **Cum putem ajuta Moldova?**

În România, subiectul Moldova este unul sensibil și publicul chiar ar fi înclinat să sprijine cu eforturi concrete țara vecină. În același timp, Moldova, deși membră a Comunității Energetice, este foarte vulnerabilă la presiunile Gazprom și are dificultăți atât în a-și reduce dependența energetică de Rusia, cât și în aplicarea cerințelor Pachetului Trei. Pe de altă parte, Comisia Europeană este de părere că și state ca Ucraina sau Balcanii de Vest sunt esențiale pentru securitatea energetică a Uniunii, de unde și proiectele prioritate CESEC care implică țări vecine UE și membre ale Comunității Energetice. Dacă Moldova este destul de neglijată în eforturile UE pentru diversificarea surselor în regiune, România în schimb ar putea ajuta Moldova prin conectarea pieței de gaze, ceea ce ar aduce mai multe beneficii: securizarea unei țări vulnerabile la presiuni din partea unui singur furnizor extern chiar la granița UE; sprijin pentru aplicarea Pachetului Trei în Moldova; piață de desfacere pentru diverși furnizori din regiune odată cu deschiderea pieței; și, cel mai important, câștigarea sprijinului publicului român pentru o politică de susținere a deschiderii pieței, chiar dacă aceasta ar însemna și exporturi fizice de gaze. În România, retorica „nu ne vindem țara” este extrem de puternică în ceea ce privește exportul sau exploatarea de resurse primare de către „străini”.

Că proiectul este unul cu priză la public vedem din cât de bine a fost primită inaugurarea conductei Iași-Ungheni în august 2014<sup>1</sup>. Teoretic, conducta de 43 km cu capacitate de 1,5 bcm ar putea permite exporturi semnificative de gaze din România spre Moldova - care consumă cca. 3 bcm și din care doar 1,2 bcm pe malul drept, majoritatea în zona Chișinău. Practic, fără investiții suplimentare, exporturile pot fi cel mult simbolice, iar banii cheltuiți în prima fază (26,4 mil. EUR) pot fi considerați aruncați. Acum, se pot transporta cca. 10.000 mc/h, față de 171.000 mc/h cât ar fi capacitatea teoretică. Moldova nu doar că e dependentă 100% de gazul de la Gazprom, dar Gazprom controlează, de facto, și rețeaua de transport, iar consumatorii, mai ales centrala Cuciurgan și regiunea industrială de pe malul stâng (Transnistria), nu plătesc, întărind dependența țării de gazul rusesc. În acest moment, Gazprom negociază cu Moldova doar contracte pe termen scurt, amenințând că va sista livrările dacă Moldova va transpune integral Pachetul Trei. Transpunerea ar însemna și pierderea controlului Gazprom asupra rețelei de transport, din cerințele de separare a rețelelor de furnizori. Din acest



motiv, deși noile legi ale energiei transpun Pachetul Trei, chestiunea cea mai sensibilă din Pachetul Trei pentru Moldova - separarea rețelelor de interesele producătorilor / furnizorilor - a fost amânată până în 2020.

Fig 9. Conducta Iași-Ungheni-Chișinău



Sursa: prezentare Transgaz, <http://www.globuc.com/wp-content/uploads/2015/10/Elisabeta-Ghidu.pdf>

Pentru ca România să poată exporta efectiv gaze în Moldova, trebuie îndeplinite mai multe condiții, iar proiectul ar putea fi finalizat în cca. 3-4 ani:

- construcția în Moldova a unei conducte Ungheni-Chișinău, pentru a aduce gazul acolo unde este consumul relevant. Conducta ar avea cca. 100 km, iar UE s-a declarat dispusă să dea sub formă de grant doar 10 mil. EUR din cei 70 cât ar costa, iar între timp estimările de cost actualizate arată că prețul ar putea fi chiar 83-100 mil EUR. Ar mai putea fi folosiți bani dintr-un grant nerambursabil oferit de România de 100 mil. EUR până în 2020. Conducta trebuie să respecte pe deplin cerințele Pachetului Trei, ceea ce înseamnă că, până una-alta, toată infrastructura pe partea moldovenească trebuie administrată de o altă companie decât transportatorul controlat de Gazprom.

- construcția în România a două stații de comprimare și două extensii ale conductei (163 km), proiect care ar costa cel puțin 110 mil. EUR. În acest moment, nu există nici surse, nici intenții pentru finalizarea acestei investiții în partea românească, în ciuda unor discuții la momentul elaborării Programului Operațional Infrastructură Mare 2014-2020. La acel moment, ideea folosirii banilor pentru finalizarea proiectului Iași-Ungheni a fost abandonată din insuficiența fondurilor pentru acest proiect.

Pe scurt, România ar putea sprijini conectarea Moldovei la piața UE de gaze prin susținerea unui pachet coerent de proiecte pentru finanțări europene în care, alături de conectarea resurselor din Marea Neagră și interconectarea cu Ungaria și Bulgaria (BRUA) trebuie susținută și conectarea Moldovei. Un asemenea pachet ar sprijini în țară depășirea opoziției publice la ideea de export de gaze și ar convinge și decidenții de la Bruxelles de intențiile României de a nu mai amâna exportul fizic de gaze sub orice pretext. În același timp, România ar putea sprijini direct Moldova pentru aplicarea Pachetului Trei, precum transfer de know-how pentru întărirea capacității reglementatorului și a companiei care va administra conducta Ungheni-Chișinău.

## Concluzii și recomandări de politici publice

Dat fiind sprijinul recent puternic din partea Uniunii Europene pentru interconectarea piețelor de gaze din regiune și pentru construirea unui hub de gaze regional, dar și din cauză că încă mai pot fi făcute modificări în planurile europene, România trebuie să-și stabilească priorități reale și pe care să le urmărească consecvent. Astfel:

- România nu și-a construit până acum o piață funcțională de gaze din cauza amânării liberalizării pieței (în beneficiul unor consumatori cu relații privilegiate cu statul); lichiditatea pe platforme de tranzacționare centralizate trebuie favorizată prin introducerea de instrumente de tranzacționare pe termen scurt și o piață de echilibrare
- România poate contribui concret și, mai ales, profitabil la siguranța energetică a regiunii. În România avem și capacitate de înmagazinare și posibilitatea dublării acestei capacități cu costuri rezonabile. Această capacitate ar deveni mult mai ușor exploatabilă comercial într-o piață interconectată.
- Construcția conductelor ca TAP sau a terminalelor GNL (Croația, Grecia) e mai puțin probabilă și mai scumpă decât accesul la depozitele din Marea Neagră pentru diversificarea surselor de aprovizionare pentru țările din regiune.
- Pentru a ne crește șansele de a primi finanțare pentru infrastructura noastră de gaze trebuie dat un semnal clar că România vrea să participe ca un actor serios în piața regională.
- România trebuie să transmită un semnal puternic că va deschide realmente piața către export, nu în ultimul rând pentru faptul că Comisia nu va accepta ca orice interconectare pentru care ne dă bani să fie într-un singur sens, de import, cum se întâmplă de 5 ani pe Arad-Szeged. Trebuie să facem parte din piața regională pentru a beneficia realmente de o piață concurențială din care au de câștigat consumatorii și contribuabilii români. Cele 3 surse existente (Petrom, Romgaz și gazul de import din Rusia prin Ucraina sau Ungaria), chiar dacă permit concurență, nu sunt suficiente pentru o piață pe deplin lichidă și vom rămâne izolați dacă nu ne conectăm la dezbaterile europene.
- Odată cu scăderea consumului în România, producătorii autohtoni riscă să aibă o problemă reală în a-și valorifica gazul pe piața internă în anii următori, ceea ce va reduce și încasările din impozite la buget. Aceasta va descuraja și investiții noi în explorare și producție, iar accesarea producătorilor mai noi de gaze precum Stratum Energy sau Amromco, ce în prezent se confruntă cu exporturi posibile semnificative de gaze, nu ar limita accesul consumatorilor români la energie. România trebuie să depună eforturile necesare pentru a susține producția internă de gaze și pentru a stimula industria de petrol și gaze, unul din cei mai mari angajatori din România.
- Autoritățile de la Bruxelles știu că ideea exportului de gaze nu este deosebit de populară în România, după ani de zile în care decidenții români au susținut cu argumente populiste blocarea exportului de gaze pentru a sprijini consumul intern al unor mari consumatori industriali privilegiați cu „gaz ieftin”, ca Interagro. Drept

urmare, susținerea unui pachet coerent de proiecte din care să facă parte și intenția de a conecta Moldova ar reduce opoziția publicului român și ar convinge mai ușor autoritățile de la Bruxelles de seriozitatea intențiilor noastre. Mai mult, România trebuie să susțină includerea Moldovei în Grupul de Lucru CESEC, cu argumentul că securitatea energetică regională trebuie asigurată în UE nu doar cu Ucraina, dar și cu Moldova, care altminteri ar rămâne o enclavă complet dependentă de Gazprom chiar între cele două țări.

Astfel, prioritățile României în dezbaterile europene privind construcția pieței de gaze trebuie să fie:

- întărirea rețelei românești (prioritate CESEC)
- interconectarea cu Bulgaria plus stații de comprimare (investiție și în BRUA, și în Eastring, dar nu este prioritate CESEC)
- interconectarea cu Ungaria plus stații de comprimare (investiție în BRUA și conectare cu Coridorul Nord-Sud, dar nu este prioritate CESEC)
- conectarea depozitelor din Marea Neagră (actualmente doar prioritate „condiționată” CESEC)
- interconectarea cu Moldova - finalizarea proiectului Iași-Ungheni cu stații de comprimare și extinderea capacității conductelor.

**Otilia Nuțu** este analist de politici publice în energie la



**Matei Millo 12, ap. 21**  
**Sector 1, București**  
[www.expertforum.ro](http://www.expertforum.ro)