A C A D E M I A R O M Â N Ă
INSTITUTUL NAȚIONAL DE CERCETĂRI ECONOMICE

STUDII ECONOMICE

CRIZA GAZELOR NATURALE DIN ROMÂNIA.
CAUZE ALE APARIȚIEI ȘI EVOLUȚIA ACESTEIA

MARIUS BULEARCĂ
MIHAI-SABIN MUSCALU

Bucureşti
Septembrie 2023

ISSN: 2285 – 7036 INCE – CIDE,
Bucureşti, Calea 13 Septembrie, Nr.13, Sector 5

CUPRINS

1. Piața gazelor naturale din România 3
2. Evoluția prețurilor la gaze naturale în România 15
2.1. Evoluția prețurilor gazelor naturale tranzacționate pe piața en-gros..... 16
2.2. Evoluția prețurilor gazelor naturale pe piața en-detaille 38
3. Măsuri de reducere a efectelor negative induse de creșterea prețurilor la gaze în România 41
3.1. Impactul asupra jucătorilor din piață 43
3.2. Perspectivele pe termen lung, în contextul conflictului din Ucraina 44
4. Concluzii finale 45
Bibliografie 46

CRIZA GAZELOR NATURALE DIN ROMÂNIA. CAUZE ALE APARIȚIEI ȘI EVOLUȚIA ACESTEIA

MARIUS BULEARCĂ*
MIHAI-SABIN MUSCALU*

Abstract: *The natural gas crisis was a deep one. As Europeans paid higher bills starting in the winter of 2021-2022, European energy markets, from natural gas to carbon permits, hit new records. Geopolitics was not missing from the landscape either, where Russia made moves proving that Europe still remains, regardless of declarations, dependent on Russian gas. Starting from these considerations, the article aims to carry out an analysis of the causes that led to the emergence of the natural gas crisis, as well as the evolution of their prices in Romania. Thus, the paper studies the evolution of natural gas prices on specific markets and presents the measures taken by the Romanian Government to protect consumers (and primarily household consumers) in the face of high natural gas and, implicitly, energy prices, as well as the effects induced by them to players on the market, but also the long-term prospects, in the context of the (ongoing) conflict in Ukraine. Since the use of natural gas will continue to play an important role in supporting the transition of the EU economy from solid or nuclear fuel to green energy, at the end of the article it is concluded that the Romanian state authorities must give the national energy strategy the importance and urgency of the moment, and the subsequent implementation of the strategy must allow Romania to use its high potential, compared to other European countries, so as to become energy independent.*

Keywords: *natural gas price, price cap, European Union, TTF Amsterdam hub, CEGH Vienna hub, Romanian Commodity Exchange.*

JEL: *D18, I38, L71, Q34*

Utilizarea gazelor naturale este departe de a se fi încheiat. Această resursă naturală va continua să joace un rol important într-un mix de tehnologii al viitorului. Iar România, în prezent al doilea producător de gaze naturale la nivelul UE, nu ar trebui să stea departe de discuțiile care au loc la Bruxelles, pentru a avea un cuvânt important de spus cu privire la sistemul energetic al viitorului. Avem una dintre cele mai vechi industrii a gazelor naturale din lume, precum și o resursă umană calificată și profesionistă în domeniu.

Legislația europeană se schimbă rapid, iar România trebuie să își apere interesul cât mai mult, pentru a valorifica optim resursele de gaze naturale de care dispune, în beneficiul economiei naționale și al cetățenilor săi. Exploatarea acestor resurse nu doar că asigură venituri bugetare însemnate și locuri de muncă numeroase, dar ar putea permite ***poziționarea noastră ca un actor important în producția de hidrogen albastru***, considerat o sursă de energie de bază a viitorului, care poate fi folosit inclusiv pentru încălzire, transport și în industrie. Depinde de noi dacă vom reuși să avem o Strategie de țară prin care să folosim inteligent resursele proprii.

În acest sens, lucrarea examinează pe larg măsurile de reducere a efectelor negative induse de creșterea prețurilor la gaze în România. Implementarea ulterioară a acestei strategiei trebuie să permită României să își folosească potențialul ridicat, comparativ cu alte țări europene, astfel încât să devină independentă din punct de vedere energetic.

1. Piața gazelor naturale din România

Piețele de energie electrică și de gaze naturale din România funcționează în conformitate cu reglementările europene privind piața internă de energie, prin care se stabilesc cerințe legate de dezvoltarea de energie din surse regenerabile, politica de mediu, integrarea piețelor de echilibrare, precum și interconectarea sistemelor energetice, respectiv:

* Centrul de Economia Industriei și Serviciilor, INCE – Academia Română – Academia Română, București, România.
* Centrul de Economia Industriei și Serviciilor, INCE – Academia Română – Academia Română, București, România.

- **Directiva 944/2019** a Parlamentului European și a Consiliului privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificarea Directivei 2012/27/UE;
- **Regulamentul 943/2019** al Parlamentului European şi al Consiliului privind piaţa internă de energie electrică;
- **Directiva 2009/73/CE** a Parlamentului European şi a Consiliului privind normele comune pentru piaţa internă în sectorul gazelor naturale şi de abrogare a Directivei 2003/55/CE.

România are cea mai mare piață de gaze naturale din Europa Centrală și a fost prima țară care a utilizat gazele naturale în scopuri industriale. Piața gazelor naturale a atins dimensiuni record la începutul anilor ’80, ca urmare a aplicării unor politici guvernamentale orientate către eliminarea dependenței de importuri. Aplicarea acestor politici a dus la o exploatare intensivă a resurselor interne, având ca rezultat declinul producției interne.

În contextul reformelor radicale din domeniul structural și instituțional care au caracterizat economia românească după anul 1989 și care au avut drept scop descentralizarea serviciilor în vederea creșterii calității și eficienței acestora, piața de energie din România a fost deschisă gradual către concurență, ca parte integrantă a conceptului de liberalizare a economiei naționale și de liberă circulație a bunurilor și serviciilor.

În particular, sectorul românesc al gazelor naturale a fost supus unui proces de restructurare profundă, având drept principali piloni:

- ✓ separarea activităților în sectoare autonome de producere, înmagazinare, transport și distribuție;
- ✓ diminuarea concentrării producției de gaze naturale și a importului prin acordarea de licențe și autorizații unui număr din ce în ce mai mare de companii;
- ✓ reglementarea accesului nediscriminatoriu al terților la sistemul de transport gaze naturale.

Pe acest fundal structural, instituţional şi legislativ, piaţa gazelor naturale din România a fost liberalizată gradual. Procesul de liberalizare a fost însoţit de măsuri menite să conducă la dezvoltarea pieţei naţionale şi participarea acesteia la viitoarea piaţă unică şi care au constat în:

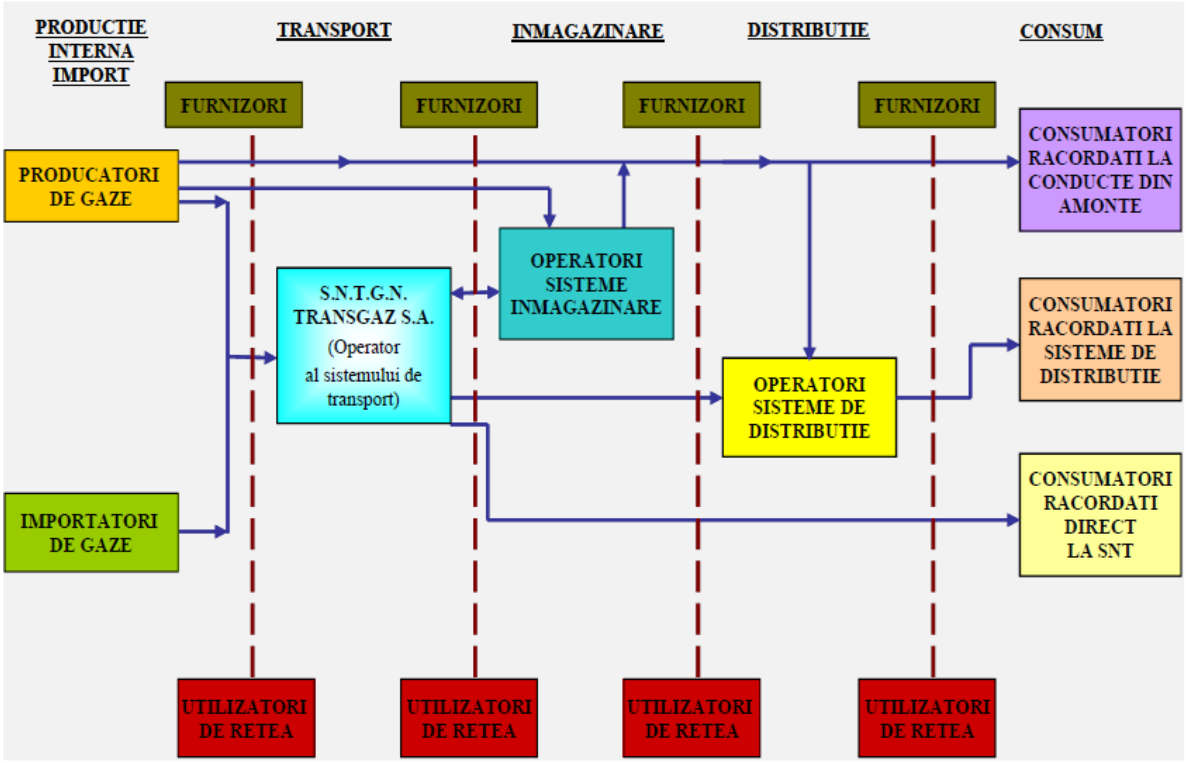
- ✓ acordarea de licenţe şi autorizaţii agenţilor economici din sector;
- ✓ autorizarea personalului de specialitate din domeniu;
- ✓ elaborarea de reglementări tehnice şi comerciale specifice;
- ✓ implementarea unor noi metodologii de tarifare, prin care s-a urmărit stimularea operatorilor licenţiaţi în vederea realizării de investiţii şi reducerii costurilor operaţionale;
- ✓ monitorizarea şi controlul activităţii agenţilor economici autorizaţi şi licenţiaţi.

Rezultatul măsurilor anterior menţionate se reflectă în structura actuală a pieţei româneşti a gazelor naturale. Astfel, *structura actuală a pieţei de gaze naturale din România cuprinde (la interfața cu Transgaz)* (figura 1):

- ✓ 1 operator al Sistemului Naţional de Transport - SNTGN TRANSGAZ SA MEDIAŞ;
- ✓ 12 producători de gaze naturale: OMV Petrom SA, SNGN Romgaz SA, SC Amromco Energy SRL, SC Foraj Sonde SA, SC Raffles Energy SRL, Stratum Energy România LLC Wilmington Sucursala Bucureşti, SC Hunt Oil SRL, SC Lotus Petrol SRL, SC Serinus Energy România, Dacian Petroleum SRL;
- ✓ 2 operatori pentru depozitele de înmagazinare subterană: SNGN Romgaz–Filiala de Înmagazinare gaze naturale Depogaz Ploieşti SRL, SC Depomureş SA;
- ✓ 30 de societăți de distribuție a gazelor naturale - cei mai mari fiind SC Distrigaz Sud Reţele SRL și SC Delgaz Grid;
- ✓ 154 furnizori licențiați de gaze naturale.

Figura nr. 1.

Reprezentarea schematică a pieţei gazelor naturale din România



Sursa: ANRE, 2023

Piaţa internă de gaze naturale are două componente:

- **segmentul concurenţial** care cuprinde:

✓ *piaţa angro* care funcţionează pe bază de:

(i) contracte bilaterale între operatorii economici din domeniul gazelor naturale;

(ii) tranzacţii pe pieţe centralizate, administrate de către operatorul pieţei de gaze naturale sau operatorul pieţei de echilibru după caz;

(iii) alte tipuri de tranzacţii sau contracte.

✓ *piaţa cu amănuntul* în cadrul căreia furnizorii vând gaze naturale clienţilor finali prin contracte la preţuri negociate.

- **segmentul reglementat** care cuprinde activităţile cu caracter de monopol natural, activităţile conexe acestora şi furnizarea la preţ reglementat şi în baza contractelor-cadru aprobate de ANRE.

Creşterea ponderii pieţei concurenţiale se realizează gradual prin asigurarea accesului pe această piaţă pentru cât mai mulţi participanţi, furnizori şi clienţi finali. Clienţii finali îşi pot alege furnizorul şi pot negocia direct contracte de vânzare–cumpărare cu acesta.

Piaţa gazelor naturale din România a fost deschisă gradual începând cu anul 2001, de la 10% din consumul total, ajungându-se în ianuarie 2007 la 100% pentru consumatorii industriali.

Pentru consumatorii rezidenţiali piaţa de gaze naturale a fost liberalizată în iulie 2007, în prezent, conform prevederilor Directivei 2009/73/CE, gradul de deschidere a pieţei naţionale de gaze naturale fiind de 100%.

Ulterior, începând cu data de 1 iulie 2020, piaţa de gaze naturale s-a liberalizat complet, furnizarea gazelor naturale realizându-se, astfel, în regim concurenţial.

Dezvoltarea pieţei de gaze naturale interne are în vedere următoarele:

✓ dezvoltarea concurenţei la nivelul furnizorilor de gaze naturale;

- ✓ continuarea implementării unor metodologii de tarifare de tip „plafon”;
- ✓ stimularea descoperirii şi/sau reabilitării unor zăcăminte de gaze naturale, în scopul creşterii cantităţilor de gaze naturale din producţia internă şi limitarea dependenţei de import;
- ✓ diversificarea surselor de import/export;
- ✓ flexibilitatea sistemului de înmagazinare;
- ✓ înființarea unui Hub de gaze naturale.

Relativ la ultimul aspect menționat anterior, ***proiectul ”România HUB GAZIER”*** este un proiect ambițios, care presupune construirea unei noi viziuni asupra pieței gazelor naturale, aceea a construirii unei piețe libere, lichide, responsabile, atent supravegheate, dezvoltând modalități de susținere a clienților vulnerabili, unic dispecerizate pentru prevenirea crizelor în situații excepționale și total integrate în Uniunea Energetică Europeană. HUB-ul presupune regândirea tuturor activităților din sectorul gazelor naturale într-un singur scop, acela de a facilita tranzacționarea gazelor naturale cu scopul obținerii celor mai bune prețuri și a asigurării calității serviciului de transport gaze naturale [Bulearcă, 2022b].

HUB-urile de gaze naturale sunt situate în centrul rețelelor de transport gaze naturale: conducte de transport gaze naturale, sisteme de înmagazinare gaze naturale, terminale de gaz natural lichefiat (GNL) etc. și sunt utilizate ca puncte centrale ale prețurilor pentru gazul natural.

Dezvoltarea unui HUB de gaze naturale presupune:

- ✓ existența unei rețele de conducte de transport gaze naturale și depozite de înmagazinare gaze naturale care permit tranzacționarea cantităților de gaze în scurt timp;
- ✓ existența surselor diverse de aprovizionare cu gaze naturale: producția internă, importuri prin conducte de interconectare, transporturi de GNL de peste mări;
- ✓ existența unei piețe puternice pentru consumatorii de gaze naturale cu interese concurente de cumpărare (de la consumatorii casnici, până la cei industriali) este considerată de asemenea crucială pentru dezvoltarea unei piețe diverse;
- ✓ existența unui regulament care să permită participanților autohtoni și străini să tranzacționeze și să acceseze conductele de transport și instalațiile de depozitare este,
- ✓ de asemenea, considerat ca fiind esențial pentru crearea unui hub de gaz. Participanții trebuie să știe că pot avea încredere într-un guvern care să nu intervină atunci când prețurile merg împotriva intereselor locale;
- ✓ existența, în primele etape ale dezvoltării unui hub comercial, a unei aprovizionării excesive cu gaze naturale pentru a permite schimbul de mărfuri în volume semnificative.

România prezintă numeroase puncte tari pentru înființarea unui HUB REGIONAL:

- ✓ România are proiecte de investiții în proces de implementare și/sau planificare pentru dezvoltarea infrastructurii cofinanțate prin granturi UE. Transgaz în calitate de OST (operator de sistem de transport) are un Plan de dezvoltare a infrastructurii de transport gaze naturale (Sistemul Național de Transport al gazelor naturale - SNT) pe următorii 10 ani, cu proiecte in valoare estimată la aprox. 3,58 miliarde euro (din care 700 milioane euro pentru proiecte FID și A non FID).
- ✓ România are cea mai mare piață gazieră din regiune și cea mai mică dependență de importuri, înregistrează 80% din producția din regiune (noi resurse din MN).
- ✓ România se bucură de o poziție geostrategică fiind localizată pe importante coridoare de transport între piețele bine dezvoltate din centru Europei și sursele de aprovizionare din SE Europei.
- ✓ România dispune de depozite de înmagazinare bine dezvoltate și de interconectări cu Bulgaria, Ucraina, Ungaria, Moldova.

Transgaz, în calitate de operator tehnic al SNT, are un rol deosebit de important în asigurarea securităţii aprovizionării cu gaze naturale a ţării şi în funcţionarea corespunzătoare a pieţei naţionale a gazelor naturale.

Analiza pieţei regionale de gaze naturale

Informațiile despre piețele de gaze naturale ale țărilor învecinate indică o dependență semnificativă a acestora de surse de gaze naturale din import (figura 2).

Dacă până nu demult pentru toate aceste țări, gazele naturale de proveniență rusească reprezentau unica sursă de aprovizionare, actualmente, prin planificarea și implementarea unor proiecte noi de infrastructură, țările vecine caută diversificarea acestora în scopul evident al creșterii siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale și nu în ultimul rând al asigurării condițiilor de competitivitate a prețurilor.

Orientarea operatorilor sistemelor de transport gaze naturale din țările vecine spre crearea de noi capacități de transport transfrontalier sau amplificarea celor existente denotă în mod clar preocuparea pentru o creștere semnificativă a gradului de interconectare într-o zonă a Europei în care încă mai sunt multe de realizat pentru o piață perfect integrată:

Figura nr. 2.

Lungimile sistemelor de transport gaze naturale din țările vecine



Sursa: Transgaz, 2023

✓ **Ucraina** a realizat curgerea în sens invers cu Ungaria și a implementat proiectul de asigurare a fluxurilor reversibile cu Slovacia[1]; este important de subliniat interesul manifestat de Ucraina atât pentru reverse flow fizic în punctele de interconectare cu sistemul românesc, dar mai ales în punctul Isaccea 1, astfel putându-se asigura livrări de gaze naturale provenite din sud-est prin intermediul sistemului de transport bulgar și a firului I de transport internațional gaze naturale;

✓ **Ungaria** și-a planificat investiții pentru dezvoltarea de interconectări cu Serbia, Ucraina, Slovenia, dar acordă în același timp o atenție deosebită implementării unui culoar nord–sud care să asigure legătura între Slovacia și Croația;

✓ **Serbia** va beneficia de interconectarea cu Ungaria, Bulgaria și România;

[1] Sursa: https://spectator.sme.sk/c/20051881/fico-and-yatsenyuk-open-reverse-gas-flow-pipe.html?ref=av-center.

✓ **Bulgaria** la rândul său, depune eforturi pentru realizarea interconectorului Grecia–Bulgaria și a unei noi interconectări cu Turcia pentru a putea beneficia atât de gazele naturale din regiunea Mării Caspice cât și de Gazele Naturale Lichefiate din terminalele LNG din Grecia, în vederea transportării acestora spre piețele central europene.

În tot acest tablou, **România** este țara cu piața cu cea mai mică dependență de gaze naturale din import. Adăugând în acest peisaj, pe lângă poziția geostrategică favorabilă, resursele descoperitele din Marea Neagră, România ar putea juca în mod evident un rol definitoriu în regiune.

În acest context infrastructura de transport gaze naturale devine probabil factorul cel mai important, iar Transgaz se află actualmente în fața unei provocări majore: dezvoltarea - în cel mai scurt timp posibil - a unor culoare de transport gaze naturale care să asigure atât gradul necesar de interconectivitate la nivel european, cât și un potențial suficient de transport gaze naturale pentru valorificarea resurselor pe piața autohtonă și pe cea regională.

Consumul de gaze naturale

Consumul total de gaze naturale pe piaţa din România pentru perioada 2012–2021 se prezintă astfel (figura 3 și tabelul 1):

Tabelul nr. 1

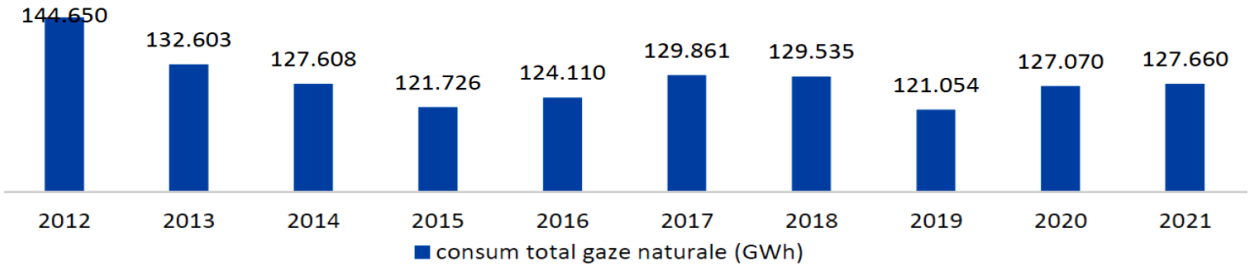
Consumul total de gaze naturale din România, în perioada 2012-2021

Nr. crt.	**Anul**	**Consumul** (mld. mc.)
1	2012	13,711
2	2013	12,569
3	2014	12,096
4	2015	11,538
5	2016	11,764
6	2017	12,309
7	2018	12,261
8	2019	11,474
9	2020	12,045
10	2021	12,101

Sursa: Prelucrări ale autorilor după datele furnizate de ANRE, Romgaz şi Transgaz.

Figura nr. 3.

Consumul total de gaze naturale din România, în perioada 2012-2021



Sursa: Raportări anuale ANRE și Transgaz

Consumul intern de gaze naturale s-a stabilizat în ultimii ani, după o perioadă de descreștere accentuată.

Prognoze consum gaze naturale 2021-2030

Pentru elaborarea prognozelor de consum gaze naturale s-au luat în considerare următoarele:

1. Prognoza mixului energiei electrice

Mixul energiei electrice, conform proiectului Strategiei Energetice a României 2020–2030 cu perspectiva anului 2050, este și va rămâne echilibrat și diversificat (figura 4 și tabelul 2).

Tabelul nr. 2

Producția brută de energie electrică, pe tip de combustibil, în anii 2020 și 2030

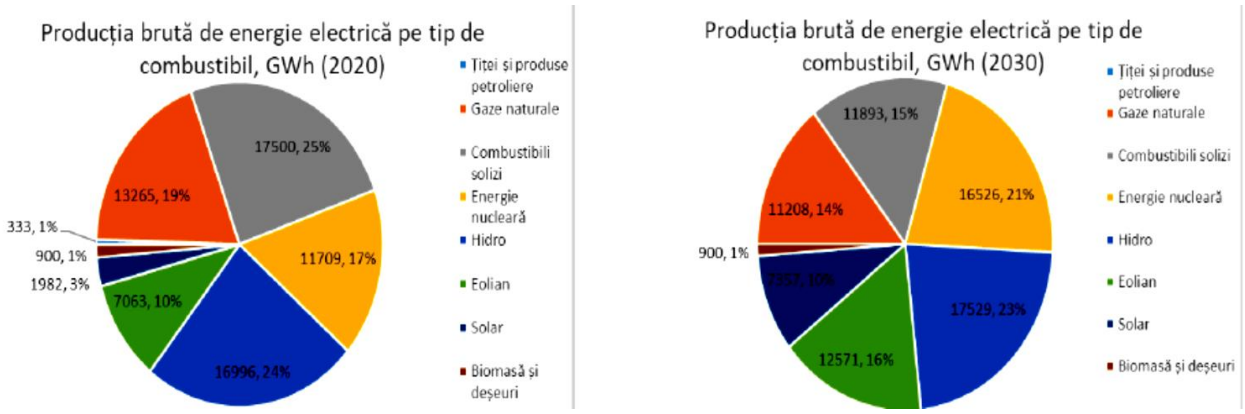
(GWh)

Nr. crt.	Tipul de combustibil	Anul 2020	Anul 2030
1	Țiței și produse petroliere	16.996,24	17.529,23
2	Gaze naturale	13.265,19	11.208,14
3	Combustibili solizi	17.500,25	11.893,15
4	Energie nucleară	11.709,17	16.526,21
5	Hidro	1.982,30	7.357,10
6	Eolian	7.063,10	12.571,16
7	Solar	333,10	333,10
8	Biomasă și deșeuri	900,10	900,10

Sursa: Strategia energetică a României 2020–2030 cu perspectiva anului 2050.

Figura nr. 4.

Producția brută de energie electrică, pe tip de combustibil, în anii 2020 și 2030



Sursa: Strategia energetică a României 2020–2030 cu perspectiva anului 2050

Se preconizează creșteri semnificative a producției de energie electrică din surse solare de la 1982 GWh în anul 2020, la 7357 GWh în anul 2030, respectiv din surse eoliene de la 7063 GWh în anul 2020, la 12571 GWh în anul 2030. Per total, producția din surse regenerabile atinge un nivel de 39% din totalul producției brute de energie electrică în anul 2020, respectiv 49% în anul 2030.

De asemenea, este preconizată înlocuirea mai multor grupuri pe cărbune cu unități în ciclu combinat alimentate cu gaze naturale și unități bazate pe surse regenerabile de energie, retehnologizarea unei unități nucleare, precum și construcția cel puțin a unei noi unități nucleare până în anul 2030.

Gazele naturale au o pondere importantă în consumul intern de energie primară, datorită disponibilității relativ ridicate a resurselor autohtone, a impactului redus asupra mediului înconjurător și a capacității mărite de a echilibra energia electrică produsă din surse regenerabile intermitente (eoliene și fotovoltaice), dată fiind flexibilitatea centralelor de generare pe bază de gaze.

2. Prognoze - Scenariul de referință al Comisiei Europene (REF 2016)

Conform scenariului de referință al Comisiei Europene (REF 2016) evoluția consumului de gaze naturale în România în perioada 2025-2050 este următoarea (figura 5 și tabelul 3):

Tabelul nr. 3

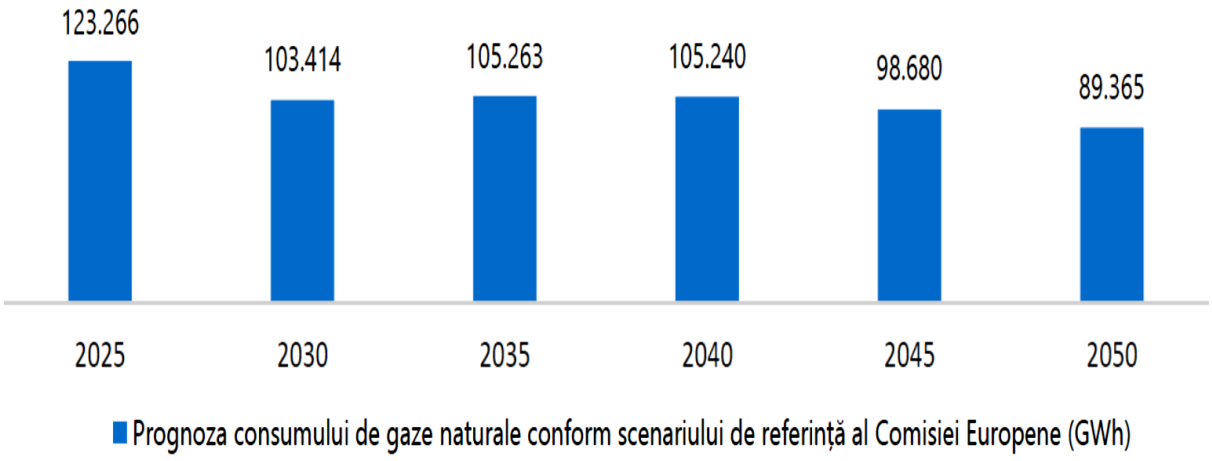
Prognoza consumului total de gaze naturale din România, în perioada 2025-2050

Nr. crt.	Anul	Consumul (mld. mc.)
1	2025	11,684
2	2030	9,802
3	2035	9,978
4	2040	9,975
5	2045	9,354
6	2050	8,471

Sursa: Prelucrări ale autorilor după datele furnizate din Scenariul de referință al Comisiei Europene (REF 2016)

Figura nr. 5.

Prognoza consumului de gaze naturale din România, în perioada 2025 - 2050



Sursa: Scenariul de referință al Comisiei Europene (REF 2016)

Producția de gaze naturale

Producţia internă de gaze naturale pentru perioada 2012–2021 în funcţie de principalii producători, se prezintă astfel (figura 6 și tabelul 4):

Tabelul nr. 4

Producția de gaze naturale din România, pe producători, în perioada 2012-2021

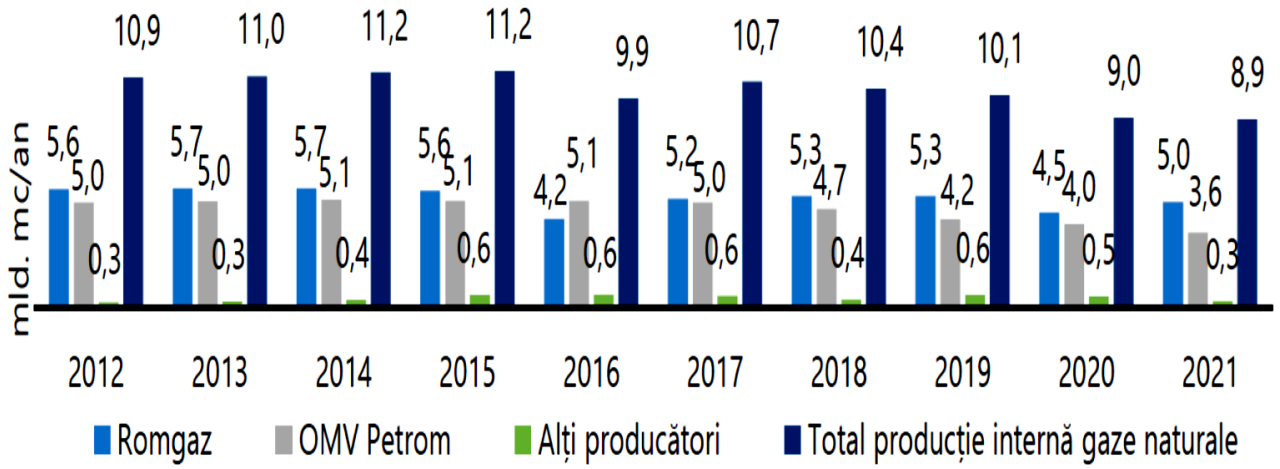
(mld. mc.)

Nr. crt.	Anul	ROMGAZ	OMV PETROM	Alți producători	Total producție
1	2012	5,6	5,0	0,3	10,9
2	2013	5,7	5,0	0,3	11,0
3	2014	5,7	5,1	0,4	11,2
4	2015	5,6	5,1	0,6	11,2
5	2016	4,2	5,1	0,6	9,9
6	2017	5,2	5,0	0,6	10,7
7	2018	5,3	4,7	0,4	10,4
8	2019	5,3	4,2	0,6	10,1
9	2020	4,5	4,0	0,5	9,0
10	2021	5,0	3,6	0,3	8,9

Sursa: Prelucrări ale autorilor după datele furnizate de ANRE și Transgaz.

Figura nr. 6.

Producția de gaze naturale din România, pe producători, în perioada 2011-2020



Sursa: ANRE și Transgaz

În același timp, sursele de aprovizionare cu gaze naturale în perioada 2012 – 2021, se prezintă astfel (figura 7 și tabelul 5):

Tabelul nr. 5

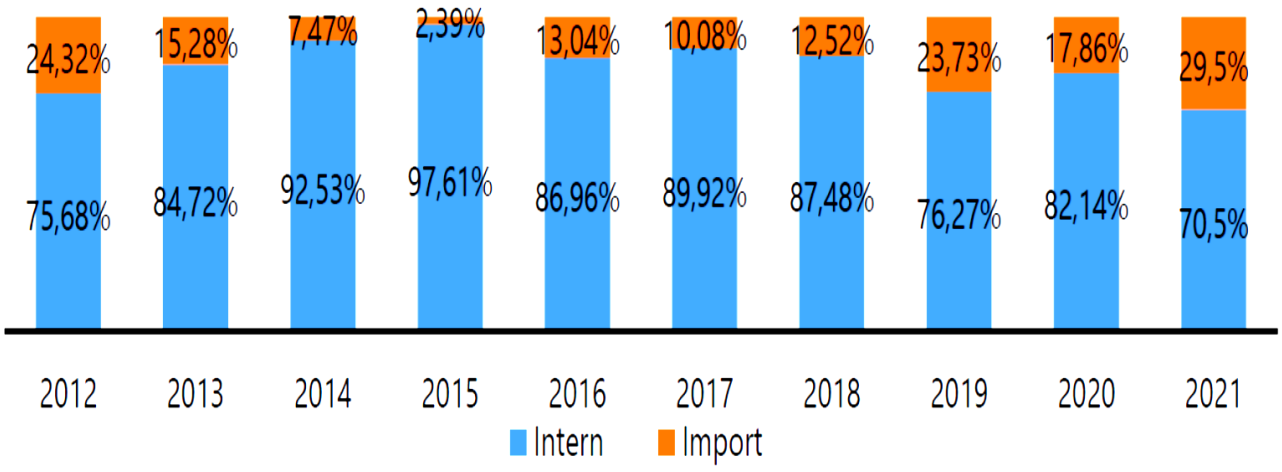
Structura producției totale de gaze naturale din România, pe surse, în perioada 2012-2021

Nr. crt.	Anul	% din:	
		Producția internă	Import
1	2012	75,68	24,32
2	2013	84,72	15,28
3	2014	95,23	7,47
4	2015	97,61	2,39
5	2016	86,96	13,04
6	2017	89,92	10,08
7	2018	87,48	12,52
8	2019	76,27	23,73
9	2020	82,14	17,86
10	2021	70,50	29,50

Sursa: Raportări anuale ANRE pentru perioada 2011–2015 și TRANSGAZ pentru perioada 2016–2021.

Figura nr. 7.

Structura producției totale de gaze naturale din România, pe surse, în perioada 2012-2021



Sursa: Raportări anuale ANRE pentru perioada 2011–2015 și TRANSGAZ pentru perioada 2016–2021

Producția internă relativ constantă, în perioada 2012-2015 și consumul în scădere au redus ponderea anuală a importurilor de gaze naturale de la 24,32% în 2012 la doar 2,4% în 2015, dar din anul 2016, pe fondul depletării rezervelor de gaze naturale, importul a crescut ajugând în anul 2021 la 29,5%.

În anii care urmează, pentru producătorii de gaze naturale din România va fi importantă menținerea la un nivel competitiv a prețului gazelor naturale în raport cu sursele din import.

Până în anul gazier 2015-2016, tariful de rezervare de capacitate în SNT gaze naturale pe intrările din import a fost mai mare decât cel pe intrările din producția internă, astfel că producția locală a beneficiat de un avantaj competitiv.

Începând cu anul gazier 2016-2017, rezervarea pe ambele tipuri de puncte (intrare/ieșire) se face la același tarif. Prin urmare, competitivitatea și viteza de reacție la mișcările pieței devin elemente esențiale în strategia fiecărui producător și importator.

Prognoza producției interne de gaze naturale 2022-2031

Pentru elaborarea prognozelor de producție gaze naturale s-au luat în considerare următoarele:

1. Prognozele din proiectul Strategiei Energetice a României 2020-2030 cu perspectiva anului 2050

România consideră siguranța aprovizionării cu energie din surse interne un obiectiv primordial pentru asigurarea securității energetice naționale. România își propune menținerea unui mix energetic diversificat la orizontul anului 2030, ținând cont deopotrivă de obiectivul de decarbonare al sistemului energetic, precum și de asigurarea flexibilității și adecvanței acestuia.

Conform proiectului Strategiei Energetice a României 2020-2030 cu perspectiva anului 2050, producția de gaze naturale va scădea, după ce atinge un nou vârf de 132 TWh în 2025, ca urmare a producției din Marea Neagră, la 96 TWh în 2030 și la 65 TWh în 2050.

Deoarece producția *onshore* este de așteptat să scadă, menținerea unui grad redus de dependență față de importuri este condiționată de dezvoltarea rezervelor descoperite în Marea Neagră.

2. Scenariul de referință al Comisiei Europene (REF 2016)

Conform scenariului de referință al Comisiei Europene (REF 2016) evoluția producției de gaze naturale în România în perioada 2025-2050 este următoarea (figura 8 și tabelul 6):

Tabelul nr. 6

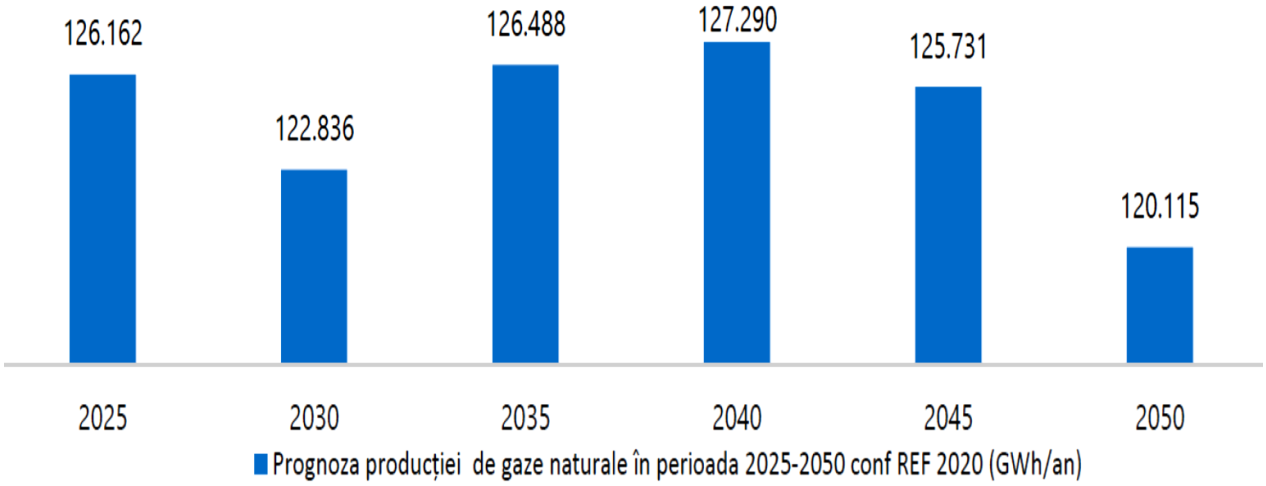
Prognoza producției totale de gaze naturale din România, în perioada 2025-2050

Nr. crt.	Anul	Consumul (mld. mc.)
1	2025	11,958
2	2030	11,643
3	2035	11,989
4	2040	12,065
5	2045	11,918
6	2050	11,385

Sursa: Prelucrări ale autorilor după datele furnizate din Scenariul de referință al Comisiei Europene (REF 2016)

Figura nr. 8.

Prognoza producției totale de gaze naturale din România, în perioada 2025-2050



Sursa: Scenariul de referință al Comisiei Europene (REF 2016)

3. Prognozele principalilor producători de gaze naturale pentru perioada 2021-2030 se prezintă după cum urmează (figura 9(a-e) și tabelul 7)

Tabelul nr. 7

Prognoza producției de gaze naturale din România, pe producători, în perioada 2021-2030

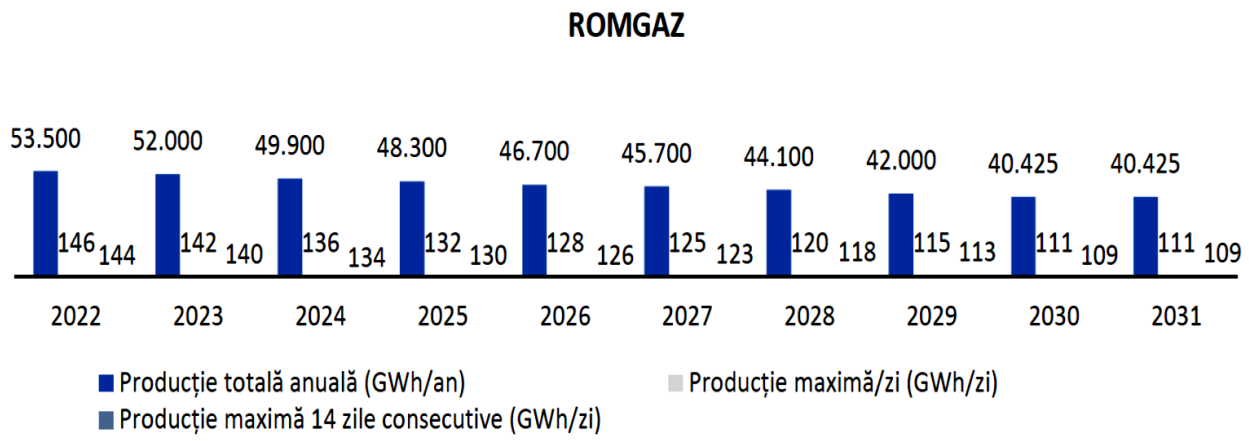
(mld. mc)

Nr. crt.	Anul	ROMGAZ	BSOG	OMV PETROM	NEPTUN DEEP	TOTAL
1	2022	5,071	1,043	3,138	0	9,253
2	2023	4,929	1,044	2,977	0	8,950
3	2024	4,730	0,928	2,677	3,088	11,422
4	2025	4,578	0,721	2,653	6,158	14,110
5	2026	4,427	0,567	2,615	6,158	13,767
6	2027	4,332	0,450	2,365	6,158	13,929
7	2028	4,180	0,369	2,148	6,175	12,873
8	2029	3,981	0,304	1,988	5,951	12,237
9	2030	3,832	0,213	1,826	5,224	11,095
10	2031	3,832	0,214	1,416	5,224	10,686

Sursa: Prelucrări ale autorilor după datele furnizate de producători (ROMGAZ, Black Sea Oil and Gas, OMV Petrom, Exxon Mobil).

Figura nr. 9(a).

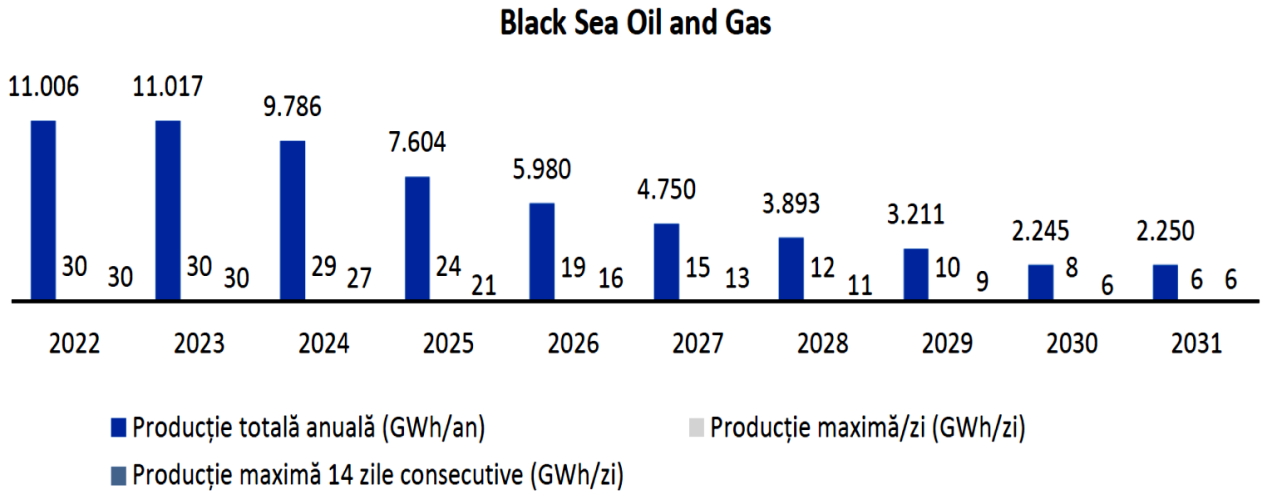
Prognoza producției de gaze naturale ROMGAZ în perioada 2022-2031



Sursa: Romgaz

Figura nr. 9(b).

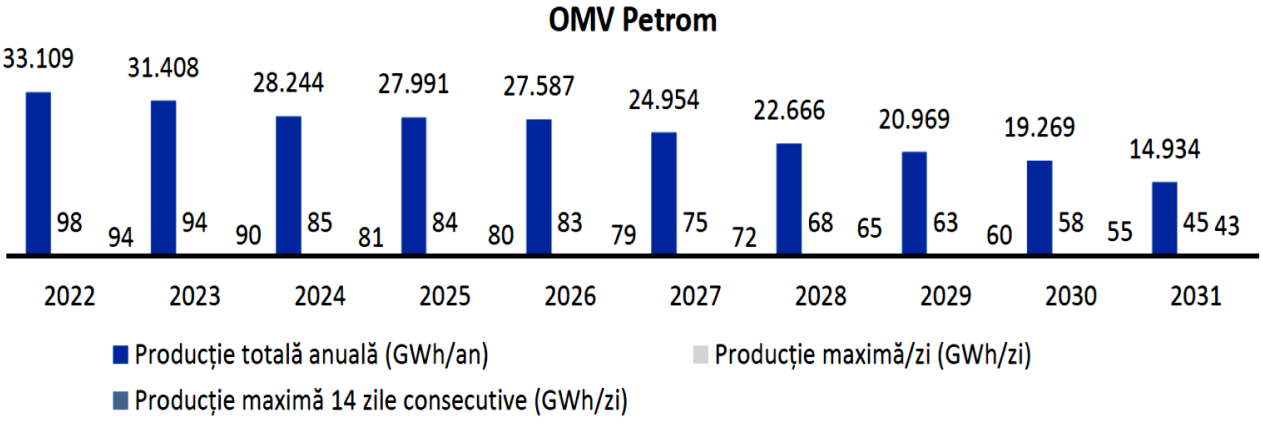
Prognoza producției de gaze naturale Black Sea Oil and Gas în perioada 2022-2031



Sursa: BSOG

Figura nr. 9(c).

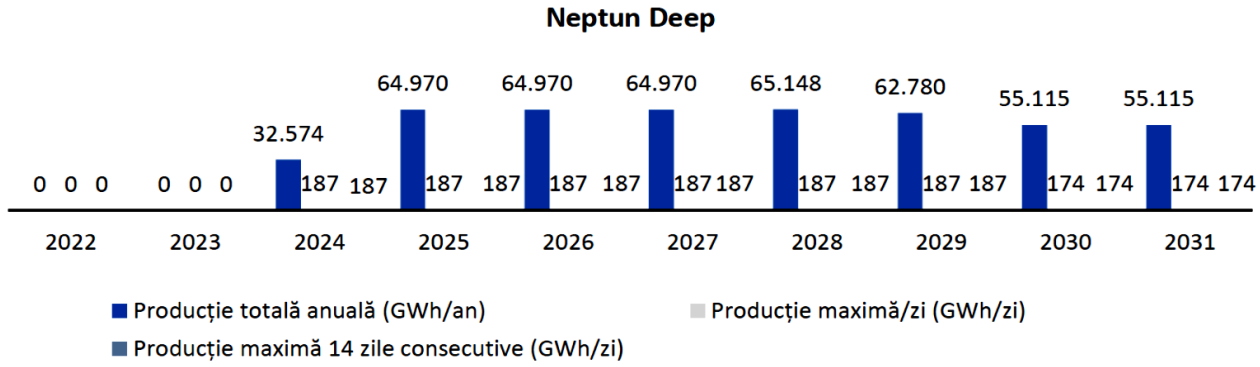
Prognoza producției de gaze naturale OMV Petrom în perioada 2022-2031



Sursa: OMV Petrom

Figura nr. 9(d).

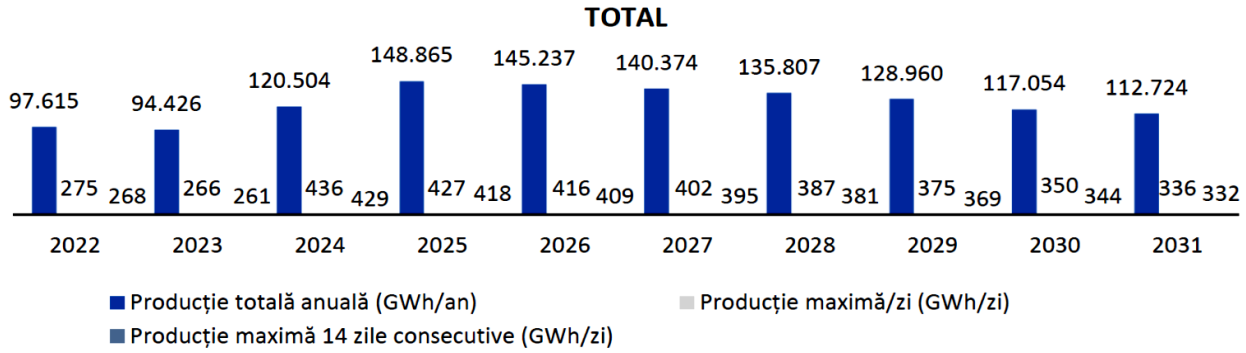
Prognoza producției de gaze naturale Neptun Deep în perioada 2022-2031



Sursa: Neptun Deep

Figura nr. 9(e).

Prognoza producției de gaze naturale în perioada 2022-2031confom producătorilor de gaze naturale



Sursa: Producătorii - ROMGAZ, Black Sea Oil and Gas, OMV Petrom, Exxon Mobil

Aceste elemente caracterizează piața gazelor naturale din România. În capitolul următor, vom identifica aspecte legate de apariția crizei gazelor, pe de o parte, și efectele pe care această criză le-a indus în prețurile de tranzacționare pe piață a gazelor naturale, pe de altă parte.

2. Evoluția prețurilor la gaze naturale în România

În România, asemănător trendului manifestat în Uniunea Europeană, evoluția prețurilor la gazele naturale tranzacționate pe platformele dedicate de pe Bursa Română de Mărfuri (BRM) a cunoscut perioade ascendente și descendente, determinate de situațiile concrete de pe piață. Astfel, analiza evoluției prețurilor va fi făcută pe cele două mari perioade distincte (așa cum au fost ele identificate și anterior), respectiv perioada de pandemie și post-pandemie de COVID-19, până la declanșarea războiului din Ucraina, din februarie 2022, și perioada de după începerea ostilităților ruso-ucrainene și până în prezent.

De asemenea, analiza se va axa pe evoluția prețurilor pe cele două mari piețe de tranzacționare a gazelor naturale: prima este ***piața cu vânzare en-gros a gazelor***, cu cele două platforme specializate de pe BRM, adică prețurile spot (zilnice și intra zilnice), și prețurile forward (cu vânzare în luna, trimestrul sau anul viitor); iar a doua este ***piața cu vânzare en-detaille,*** cu referire la prețurile de livrare stabilite pentru clienții finali.

Ca atare, în continuarea studiului, prezentăm pe larg evoluțiile prețurilor gazelor naturale și cauzele care au condus la aceste modificări, consacrând o parte importantă dinamicii de pe piața vânzărilor en-gros în condițiile în care aceasta a fost în strânsă corelație cu evoluția prețurilor

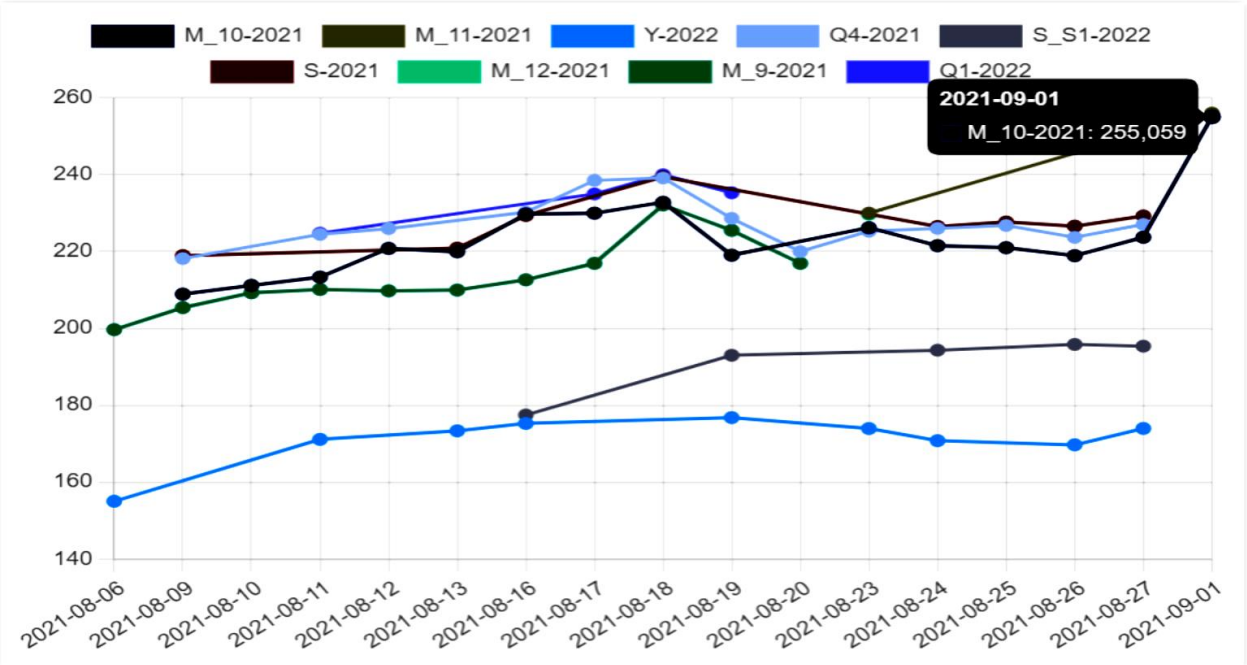
înregistrate la hub-ul TTF al bursei de la Amsterdam (așa cum a fost evidențiată anterior în lucrare), dar mai ales cu tranzacțiile de la Central European Gas Hub (CEGH) de la Viena, un hub bursier cu relevanță în domeniul gazelor naturale pentru țara noastră.

2.1. Evoluția prețurilor gazelor naturale tranzacționate pe piața en-gros

Similar perioadei cotațiilor înregistrate la hub-ul TTF de la Amsterdam, primele tranzacții cu gaze naturale din luna august 2021 pe platforma ***piața forward*** cu livrare în luna septembrie de pe BRM s-au făcut la un preț cu circa 5 €/MWh mai mare decât cele încheiate la finalul lunii iulie 2021, pentru gazul cu livrare în octombrie și noiembrie 2021. Astfel, la 1 septembrie 2021, potrivit datelor BRM, s-a tranzacționat gaz cu livrare în luna octombrie la prețul de 255 lei/MWh (figura 10), în condițiile în care ultima tranzacție, pentru livrare în octombrie 2021, s-a încheiat la 27 august 2021, la 223 lei/MWh.

Figura nr. 10.

Cotațiile gazelor natural pe piața forward în luna august 2021



Sursa: BRM, 2021

Tot la 1 septembrie 2021, s-au făcut tranzacții pentru gaz cu livrare în luna noiembrie 2021. Prețul arătat de platforma BRM a fost de 256 lei/MWh, în condițiile în care ultima tranzacție din august 2021, pe aceeași perioadă de livrare, a fost de 230 lei/MWh, tranzacție încheiată pe 23 august 2021. Din evoluția acestor prețuri, putem observa o tendință de creștere pentru debutul sezonului rece 2021-2022.

Este util să facem precizarea că prețul de la BRM era chiar puțin mai mare decât cotația de la CEGH de la Viena, din aceeași zi pentru aceeași perioadă de livrare (luna octombrie 2021), acolo unde prețul se situa la 49,55 €/MWh (deci circa 244 de lei/MWh).

Ulterior, potrivit datelor înregistrate de BRM, prețul gazelor pentru iarna 2021, adică pentru livrările din lunile octombrie, noiembrie și decembrie 2021, au înregistrat depășiri importante peste nivelul de 300 lei/MWh. Astfel, ultimele tranzacții făcute în data de 14 septembrie 2021 s-au încheiat la un preț de 307 lei/MWh pentru gazele cu livrare în octombrie, 317 lei/MWh pentru gazele cu livrare în luna noiembrie și, la fel, 317 lei/MWh pentru gazele cu livrare în ultimul semestru al anului.

Comparativ cu luna septembrie 2021, pentru tranzacţiile făcute în luna august 2021, preţul pentru gazele cu livrare în octombrie a fost de 223 lei/MWh, iar pentru gazele cu livrare în ultimul trimestru al anului 2021 a fost de 227 lei/MWh.

De altfel, la începutul lunii august 2021, preţul gazelor naturale a atins maximul istoric din ultima sută de ani, iar ***ultimele tranzacții efectuate pe BRM plasa prețul gazelor naturale la nivelul maximului istoric de la începutul comercializării gazelor în România, prețul mediu ajungând la 450 $/1.000 mc.*** Facem precizarea că precedentul maxim istoric al gazelor naturale a fost înregistrat în anul 2011, la nivelul de 375 $/1.000 mc, acest nivel record fiind stabilit ca urmare a ponderii mari a gazelor din import și a faptului că aceste contracte aveau la baza formării prețului cotațiile produselor petroliere care atunci, ca și acum au atins valori foarte mari.

Creşterea preţurilor la gaze este pusă pe seama unui complex de factori, dintre care pot fi enumerate creşterea semnificativă a gazelor naturale importate de România în ultimul an, exportul gazelor naturale româneşti, precum şi GasRelease Program (GRP), din cauza căruia preţul prezent se raportează la preţul de referinţă din luna anterioară şi care a determinat ca în lunile de vară, când preţurile la gaze scădeau, să se menţină mult mai ridicate.

Raportând noile preţuri medii ale gazelor naturale pentru populaţie la salariul mediu existent în România, se poate observa o scădere semnificativă a puterii de cumpărare a consumatorilor. Astfel, cu un salariu mediu anual, în anul 2021 puteau fi cumpăraţi puţin peste 30.000 mc de gaze, în timp ce în anul 2001, puteau fi cumpăraţi peste 85.000 mc de gaze.

Ulterior, urmând trendul cotațiilor europene, prețul gazelor tranzacționate la BRM a crescut brusc în ședința de tranzacționare din 8 decembrie 2021. Gazul s-a scumpit pe toate tipurile de contracte cu livrare în viitor, iar prețul pentru livrare în tot anul 2022 a crescut cu 11% într-o singură zi. Pe lângă cauzele știute deja, acum se suprapunea și potențialul conflict Rusia-Ucraina.

Astfel, gazul s-a scumpit, în tranzacțiile forward de la BRM, pe toate tipurile de produse tranzacționate, potrivit datelor de pe platformă. De exemplu, gazele cu livrare luna viitoare, adică în ianuarie 2022, s-au tranzacționat la prețul de 549 lei/MWh, în condițiile în care, cu doar o zi înainte, prețul fusese de 510 lei/MWh. Așadar, o creștere de peste 7%, sau aproape 40 lei/MWh, într-o singură zi.

Situația s-a repetat și la gazul vândut pe alte scadențe. Astfel, pentru livrările în februarie 2022, prețul a crescut, la fel, într-o singură zi, de la 508 lei/MWh, la 539 lei/MWh. În fine, prețul pentru primul trimestru al anului 2022 a crescut de la 506 lei/MWh, la 538 lei/MWh.

Dacă aceste creșteri ar putea fi înțelese pentru că era vorba, totuși, de perioada rece, în condițiile unei piețe de gaze destul de complicate în toată Europa, prețurile au explodat și pe celelalte produse, iar speranța tuturor că prețurile se vor domoli după acest vârf de iarnă începeau să se risipească.

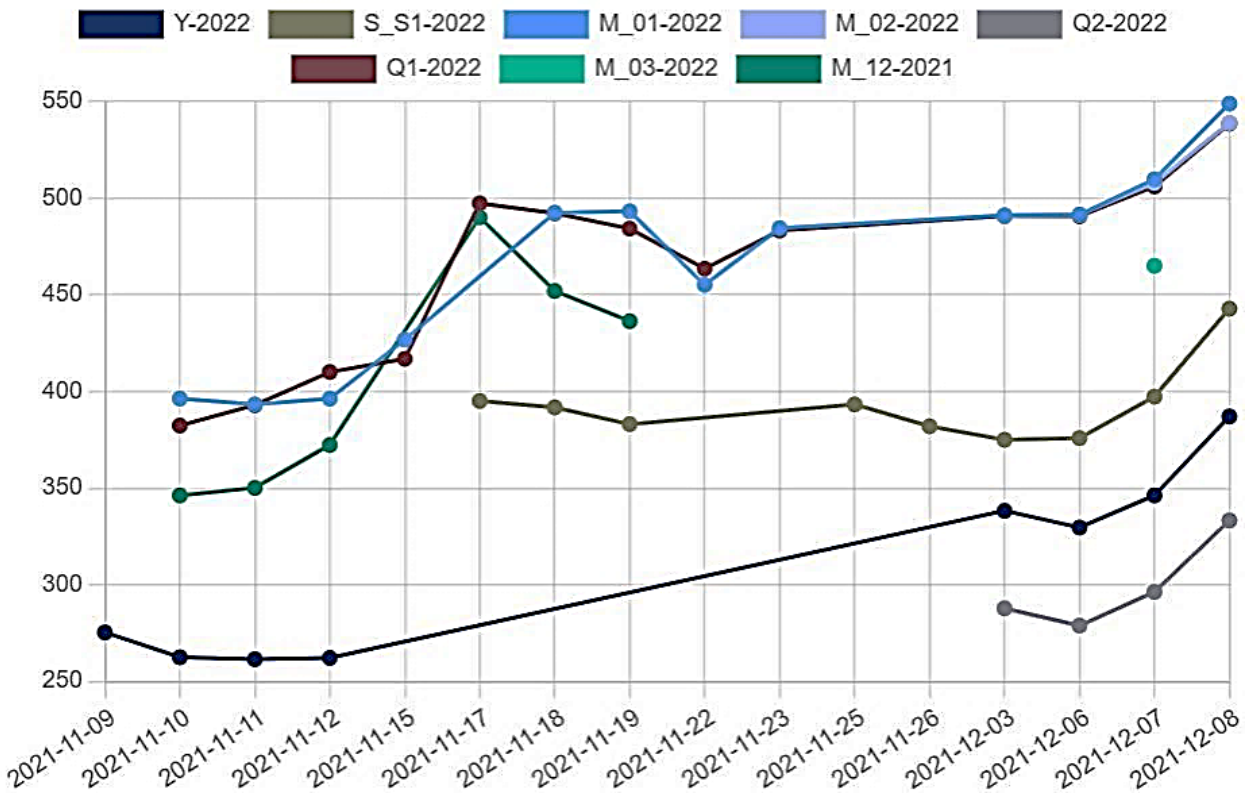
Astfel, prețul gazelor cu livrare în primul semestru din anul 2022 a crescut de la 397 lei/MWh, la 442 de lei/MWh, la fel, într-o singură zi. Cu alte cuvinte, s-au adăugat 45 lei/MWh într-o singură zi, adică o creștere cu 11%. În fine, prețul pentru livrare în tot anul următor, 2022 (poate cel mai relevant produs pentru piața de gaze), a crescut de la 346 lei/MWh, la 387 lei/MWh; la fel, o creștere de peste 11%.

De altfel, putem observa evoluția cotațiilor de la BRM și în figura 11. Creșterea de la București urmează trendul european, de fapt. La Central European Gas Hub (CEGH) din Austria, hubul de referință pentru zona noastră, produsul ianuarie 2022 s-a tranzacționat la 103 €/MWh, de la 97 €/MWh, în ziua precedentă, spre exemplu. Pentru gazul cu livrare în primul trimestru al anului 2022, prețul a crescut și el, la 101 €/MWh, de la 94-95 €/MWh, în ziua precedentă.

Care a fost cauza? Piața gazelor din Europa era, oricum, destul de turbulentă, cu prețuri și de nouă-zece ori mai mari decât în anul 2020, pe fondul unui cumul de factori: cerere în creștere, inclusiv pentru producția de energie electrică, producție în scădere în puținele țări producătoare, inclusiv România, depozite aproape golite care n-au apucat să fie re-umplute la nivelul anilor precedenți. În plus, deși i s-a solicitat, Gazprom, principalul exportator, nu a crescut livrările suplimentar către Europa, în toate situațiile (după cum am mai subliniat și anterior).

Figura nr. 11.

Cotațiile gazelor natural pe piața forward în perioada noiembrie – decembrie 2021



Sursa: BRM, 2021

La toate acestea se adăugau tensiunile geopolitice, și anume posibilele acțiuni ale Rusiei în Ucraina (finalizate, în cele din urmă, prin izbucnirea războiului în luna februarie 2022). În plus, prețurile se aflau sub presiune și din cauza prognozei meteo, care arăta temperaturi în scădere pentru vestul Europei.

Ca rezultat, evoluția ulterioară a prețului gazelor pe diversele platforme de tranzacționare ale BRM a demonstrat volatilitatea crescută a acestor prețuri ca răspuns la diversele semnale venite din piață. De aceea, vom prezenta în continuare aceste evoluții și motivele care au condus la fluctuațiile prețurilor la gazele natural după acest moment din luna februarie 2022.

Astfel, datele BRM arată că în data de 9 februarie 2022 a avut loc prima tranzacție cu gaze cu livrare în anul 2023, pentru întregul an. Gazele s-au vândut la 310 lei/MWh, iar cantitatea tranzacționată pe produsul an 2023 a fost de 131.400 MWh, ceea ce indica posibilitatea ca acest gaz să fi fost scos pe piață de unul dintre cei doi mari producători autohtoni, Romgaz sau Petrom. Oricum, prețul era în scădere față de nivelurile cu care se tranzacționau gazele cu livrare mai apropiată – circa 400 lei/MWh pentru lunile martie, aprilie, și trimestrul doi 2022, dar el rămânea, după cum se vede, destul de mare în comparație cu așteptările, inclusiv ale unor oficiali guvernamentali.

Dacă vom compara prețul de la BRM cu cel la care se făceau tranzacții cu gaze pe acest produs pentru anul 2023, la hub-ul relevant pentru noi, CEGH de la Viena, prețul de 360 lei/MWh de la noi înseamnă 62 €/MWh. La hub-ul vienez, ultima tranzacție cu acest produs a fost pe 7 februarie 2022, cu volume mici (17.500 MWh), la prețul de 54,7 €/MWh, deci mai mic decât cel de la București.

Însă, pe fondul tensiunilor geopolitice, prețul gazului a crescut pe BRM cu 7,5%. Astfel, luni, 21 februarie 2022, prețul mediu intraday pe BRM a fost de 344 lei/MWh, iar primele tranzacții de marți, 22 februarie 2022, s-au efectuat la un preț de 350 lei/MWh, pentru ca următoarele să se efectueze la 360 lei/MWh, iar apoi la un preț de 370 lei/MWh.

Și la nivel european, situația era similară. Astfel, la hub-ul de gaze de la Amsterdam, cotațiile futures pentru luna următoare au urcat marți, 22 februarie 2022, până la 82 €/MWh. Ulterior, cotațiile au scăzut ușor până la 80 €/MWh, un preț cu 10% mai mare decât cel înregistrat la finalul sesiunii de tranzacționare precedente.

Explicația ar fi că piața europeană a gazelor ar putea fi bulversată fie ca urmare a impunerii unor sancțiuni Rusiei, principalul furnizor al UE în acest sector, fie prin limitarea suplimentară a gazelor livrate de Rusia statelor europene drept răspuns la sancțiunile economice impuse de guvernele occidentale.

Dar iată că temerile analiștilor politici s-au adeverit, astfel că la 24 februarie 2022 a demarat conflictul din Ucraina. Ca urmare, pe fondul crizei ucrainene, prețul gazului pe BRM a crescut cu 40%. Astfel, primele tranzacții pe BRM s-a realizat la un preț de 545 lei/MWh, iar volumul tranzacționat a fost de 1,8 GWh, actorii de pe piața autohtonă urmărind probabil evoluția evenimentelor din Ucraina și de pe celelalte burse europene de gaz. Prețul de închidere al pieței intra zilnice din ziua precedentă, de miercuri, 23 februarie 2022, a fost cu 155 lei/MWh mai redus, de numai 390 lei/MWh.

Piețele spot și forward din România au avut o evoluție contrastantă joi, 24 februarie 2022, în prima zi a atacului Rusiei asupra Ucrainei. Dacă pe piața de gaze cu livrare în ziua următoare, volumele au atins un record istoric de peste 50 GWh, în pofida prețului mediu ridicat, de peste 600 lei/MWh, pe piețele forward nu s-a efectuat nicio tranzacție.

Dacă atât numărul de tranzacții, cât și cel de participanți au fost marginal mai reduse decât cele din zilele precedente, volumele și prețurile au fost mai ridicate. Astfel, joi s-au tranzacționat gaze cu livrare în ziua de vineri în cantitate de 50,33 GWh (precedentul record de 49,9 GWh data de pe 22 februarie 2022), la un preț mediu de 603 lei/MWh (adică 121,85 €/MWh), cu 44,25% peste prețul mediu de închidere al sesiunii precedente, iar cantitatea de un GWh s-a comercializat la un preț maxim al zilei de 670 lei/MWh.

Comparativ, pe cea mai importantă piață regională, cea austriacă CEGH, prețul gazului cu livrare în ziua următoare a crescut cu 44,4%, de la 87,55 €/MWh, la 126,42 €/MWh,cu aproape 5 euro peste prețul de pe BRM.

Similar, pe piața intra zilnică, au fost tranzacționați 31,5 GWh la un preț mediu de 561lei/MWh, în creștere cu 43,8% față de cel de închidere al zilei precedente. Cumulat, pe cele 2 piețe spot s-a tranzacționat joi, 24 februarie 2022, un volum de 81,83 GWh, echivalent cu 20% din consumul intern din această zi sau cu o treime din producția internă de gaze naturale.

În ședința de tranzacționare de luni, 28 februarie 2022, s-au comercializat 28,5 GWh cu furnizare a doua zi, marți, la un preț mediu de 578,77 lei/MWh (aproximativ 116.97 €/MWh) din care 500 MWh au fost cumpărați la un preț maxim de 612 lei/MWh. Prețul mediu înregistrat în ședința precedentă a fost cu aproape 160 de lei mai redus, de 410 lei/MWh.

La o săptămână de la izbucnirea războiului, piața a reacționat dur, astfel că gazul tranzacționat luni cu livrare în ziua următoare (PZU), marți, 1 martie 2022, s-a scumpit cu 40% pe BRM, având o ascensiune mult mai accentuată decât cea a gazului tranzacționat tot luni, însă cu livrare în aceeași zi, care s-a apreciat cu doar 14%. De obicei, cele 2 prețuri spot evoluau în tandem, ecartul înregistrat în cadrul licitațiilor de luni arătând că în ziua de marți urma să apară o schimbare importantă, fie pe partea de cerere, fie pe cea de ofertă.

Și prețurile gazelor cu livrare în lunile și trimestrele viitoare din anul 2022 tranzacționate pe BRM s-au majorat considerabil în urma invaziei ruse în Ucraina, chiar dacă livrările Gazprom spre Europa, inclusiv România, nu au suferit modificări. Astfel, marți, 1 martie 2022, pentru prima dată de la intervenția militară declanșată pe 24 februarie 2022, pe BRM s-au comercializat gaze pe piețele forward, în precedentele 5 zile fiind realizate doar tranzacții spot, intra zilnice sau cu livrare în ziua următoare. Prețul gazului cu livrare în luna aprilie 2022 s-a majorat cu 22%, de la 416,9 lei/MWh (ultimul preț, cel de pe 23 februarie 2022, dinaintea escaladării conflictului ruso-ucrainean), la 508,5 lei/MWh.

Tot marți au avut loc și primele tranzacții cu gaze cu livrare în luna mai 2022, la un preț mediu de 550 lei/MWh, mai ridicat decât cel pentru aprilie 2022, în pofida speranțelor și anunțurilor politicienilor autohtoni privind o ieftinire a acestora începând cu debutul primăverii. Prețul gazului cu livrare în cel de-al doilea trimestru al anului 2022 a crescut, la rândul său, cu 34%, de la 410,7 lei/MWh, cu cât s-a tranzacționat la ultima licitație dinaintea invaziei, la 551,5 lei/MWh. De altfel, nici iarna viitoare nu se anunța mai abordabilă, prețul gazului cu furnizare în sezonul rece 2022-2023 crescând cu 50% comparativ cu cel de dinaintea declanșării operațiunilor militare ruse în Ucraina, de la 365 lei/MWh, la 548 lei/MWh, conform datelor de pe BRM.

Cum vremea de marți, 1 martie 2022, a fost identică cu cea de luni, de unde și un consum similar, majorarea prețului poate fi explicată doar de evoluțiile de pe parte de ofertă. Deoarece rezervările de capacitate de import gaze naturale efectuate pentru luna martie 2022 au fost cu 10% sub cele aferente lunii februarie 2022 și cu o pătrime mai mici decât cele efectuate pentru luna decembrie 2021, cea mai pertinentă explicație ecartului mare de preț dintre cel PZU și cel intraday este cea privind mutarea de către Gazprom, începând cu 1 martie 2022, a rutei prin care trimitea gazul în România. În ultima perioadă, gazul rusesc fusese trimis în România prin Isaccea (pe granița cu Ucraina) și prin Negru Vodă (pe granița cu Bulgaria).

În plus, fiind cap de linie al sistemelor de transport, prețul din România devine superior, inclusiv celui din Austria. Prețul mediu al gazului cu livrare în ziua următoare licitat luni pe cea mai importantă bursă regională, cea austriacă CEGH, a fost de 106 €/MWh, cu 10 euro sub cel de pe BRM. În eventualitatea unei întreruperi a furnizării prin Ucraina [Bulearcă, 2022a], fie din motive geopolitice, fie ca urmare a unei explozii accidentale sau nu în sistemul de transport din țara vecină, aflată în stare de război cu rușii, ar fi fost posibil ca tot importul să se mute pe granița cu Ungaria, cu consecințe importante asupra prețurilor.

După numai o zi, miercuri, 2 martie 2022, prețul spot al gazelor tranzacționate în România și în Europa a crescut din nou, pe fondul războiului din Ucraina și al consecințelor sale. La CEGH, hubul de la Viena la care ne raportăm, gazul cu livrare ziua următoare se tranzacționa la prețul de 170 €/MWh, în condițiile în care în ziua precedentă prețul era de 118 €/MWh, deci o creștere de preț de 44%.

De asemenea, pe piața spot BRM, miercuri s-au plătit 793 lei/MWh de gaz, de la 518 lei/MWh în ziua precedent; așadar, pe piața spot de la București (e adevărat, foarte puțin lichidă), prețurile au crescut cu 53% doar într-o singură zi.

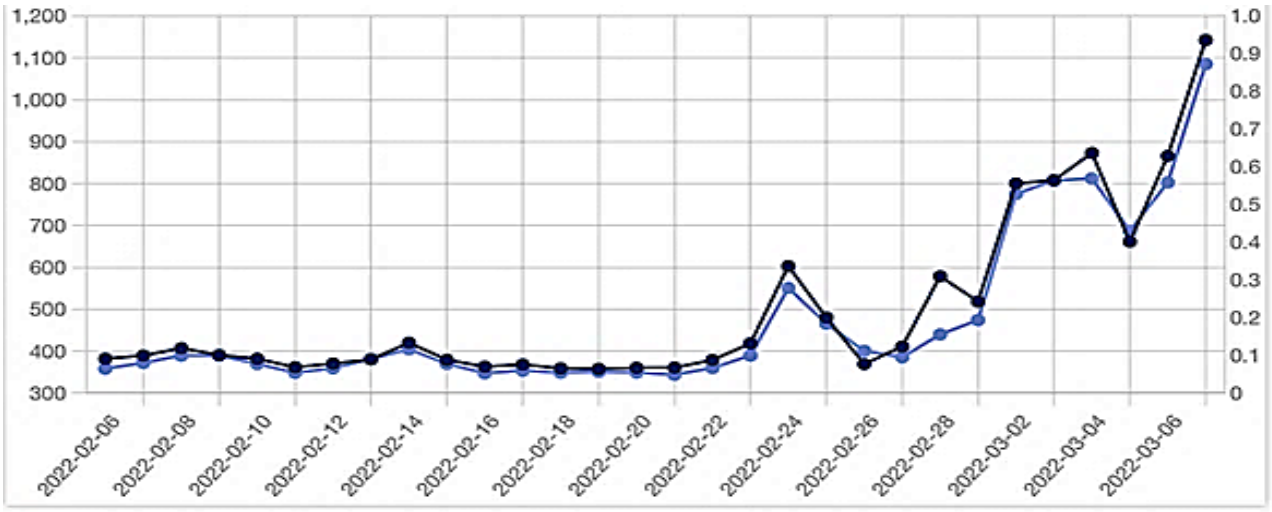
Prețurile au crescut extrem de mult și pe pieţele futures. Astfel, la CEGH, gazul cu livrare luna viitoare se tranzacționa la 162 €/MWh, ceea ce înseamnă o creștere de peste 31% în doar o zi (cotația din ziua precedentă era de doar 123 €/MWh). La BRM, miercuri nu s-au făcut tranzacții cu gaze pe pieţele la termen. Prețurile creșteau, deși livrările de gaze rusești către Europa prin conducte nu fuseseră încă afectate de război, dar teama de posibile noi sancțiuni care ar afecta livrările fizice, duceau piața sus.

Iar evoluția nefavorabilă a prețurilor a continuat (figura 12). Astfel, prețul mediu al gazului cu livrare în ziua de marți, 7 martie 2022, era pe BRM de 1.142 lei/MWh, volumul tranzacționat fiind de 7,6 GWh, din care 500 de MWh fuseseră comercializați la un preț maxim de 1.210 lei/MWh. În ceea ce privește gazul tranzacționat pe cealaltă piață spot, intra zilnică, acesta se vindea la un preț mediu de 1.080 lei/MWh, din care 500 MWh au fost tranzacționați la un preț maxim de 1.200 lei/MWh. Prețurile spot de luni au fost cu aproximativ 20% peste cele de duminică, de 866 lei/MWh (PZU), respectiv 803 lei/MWh (intra zilnic).

Pe piața forward, gazul cu livrare în luna mai 2022 era cotat la 918 lei/MWh, cu 56% mai mult față de prețul realizat în ultima tranzacție cu astfel de produs pe 4 martie 2022, de 587,3 lei/MWh, iar cel cu livrare în sezonul de iarnă 2022, la 910 lei/MWh, cu 13,8% mai mare față de rezultatul ultimei licitații cu un astfel de produs tot pe 4 martie 2022.

Figura nr. 12.

Evoluția prețurilor spot la gaze, PZU și intra zilnic, din luna februarie 2022 pe BRM



Sursa: BRM, 2022

Ulterior, prețul spot al gazelor naturale tranzacționate pe BRM a scăzut considerabil în mai puțin de o săptămână, acesta situându-se pe 14 martie 2022 la un nivel de aproape 2,5 sub cel din ziua de 8 martie 2022, când a atins maxime istorice, de aproximativ 1.180 lei/MWh. Cu toate acestea, prețul era încă de peste 2 ori mai ridicat decât cel plafonat de Guvern, preț la care furnizorii sunt obligați să-l factureze consumatorilor finali.

Nu numai prețurile s-au redus, ci și volumele tranzacționate. Astfel, dacă în ultima săptămână a lunii februarie 2022, se tranzacționau zilnic pe cele două piețe spot, cea pentru ziua următoare și cea intra zilnică, volume de 85 GWh (peste o pătrime din consumul intern din acel zile, de 435 GWh/zi), ulterior nivelul volumelor a coborât la aproximativ 35 GWh (7,3% din consumul mediu din acea perioadă, de aproximativ 480 GWh/zi)

În ceea ce privește prețurile, dacă gazul cu livrare în ziua următoare se tranzacționa pe 7 martie 2022 la un maxim istoric de 1.182,7 lei/MWh, cel cu livrare în ziua de luni, 14 martie 2022, a coborât cu 684,4 lei (adică cu 57,9%), la 498,3 lei/MWh. O evoluție similară a avut-o și prețul intra zilnic al gazului, de la un nivel de 1.175,7 lei/MWh pe 8 martie 2022, acesta s-a micșorat cu 683,2 lei/MWh (adică cu 58,1%), până la 492,5 lei pe 13 martie 2022.

Interesant este că atât producție internă (de 235-237 GWh/zi), cât și importurile (de aproximativ 100 GWh/zi) au rămas relativ constante în acea perioadă, în timp ce consumul a crescut. Raportul dintre cerere și ofertă ar fi trebuit să pună o presiune mai mare pe preț, însă acesta s-a redus, în loc să crească, ceea ce sugerează că nivelurile ridicate ale prețurilor din perioada imediat următoare declanșării conflictului militar din Ucraina nu au fost fundamentate pe modificarea condițiilor de piață, ci pe panica actorilor, nu numai în România, ci în toată Europa (așa cum precizam mai devreme).

Temerile de care vorbeam mai sus s-au manifestat din nou, iar evoluția din România a fost similară celei de pe celelalte piețe europene. Spre deosebire de majoritatea statelor UE, însă, România nu are contracte semnate pe termen lung cu Gazprom și nici nu importă direct de la gigantul rus gaze naturale, ceea ce ar face ca efectele unei eventuale decizii a guvernului rus să nu afecteze direct companiile autohtone, ci numai pe intermediari. Gazprom exportă gaze în România prin intermediul a două companii, Gazprom Schweiz AG (și filiala sa WIEE) și Conef (și filiala sa Imex Oil), iar rezervările de capacitate sunt lunare și zilnice. Principala consecință a introducerii unei eventuale plăți în ruble ar putea fi transferul riscului valutar de la vânzător (Gazprom), la cumpărător (intermediarii în cazul gazului importat de România). Aceștia pot, la rândul lor, să transfere în prețul final acest cost.

În acest context, trebuie să facem precizarea că, spre deosebire de majoritatea celorlalte state europene, România își acoperă aproximativ 75% din consumul intern din producția autohtonă de gaze.

Temerile de care vorbeam mai sus s-au manifestat din nou, iar evoluția din România a fost similară celei de pe celelalte piețe europene. Ca efect, posibilitatea, mai mult sau mai puțin îndepărtată, de interzicere sau limitare a importurilor de gaze rusești de către UE, anunțul făcut de oficialii ruși privind plata gazelor în ruble și reglementarea prețurilor pentru consumatorii casnici și a CET-urilor au condus la majorarea prețului gazelor cu livrare în luna aprilie 2022 cu 30,6% în numai 2 zile. Prețurile de pe BRM la data de 24 martie 2022, de peste 600 de lei/MWh, erau de peste 3 ori peste cel plafonat de Guvern pentru clienții casnici, de 200 de lei/MWh, și de aproximativ 2,5 ori peste prețul plafonat pentru consumatorii non-casnici, de 250 lei/MWh.

Potrivit unui OUG recent adoptat la acel moment (asupra acestui aspect vom reveni), diferența între prețul mediu ponderat pentru contractele de achiziții în derulare cu livrare în perioada 1 noiembrie 2022 - 31 martie 2023 și plafonul maxim va fi compensată de la bugetul de stat, prin bugetul Ministerului Energiei. În acest context, furnizorii, în special cei care au în portofoliu consumatori non-casnici, erau puși sub presiune de ultimele evenimente internaționale, dar și interne.

Astfel, de la momentul anunțului privind "rublizarea" gazului rusesc, prețul gazului cu furnizare în luna aprilie 2022 s-a majorat cu 30,6%, ajungând la 616,15 lei/MWh, de la 471,73 lei/MWh. Miercuri, 23 martie 2022, el crescut cu 17%, pentru ca joi, 24 martie 2022, să se majoreze cu încă 11%. O evoluție similară a înregistrat și gazul cu livrare în luna mai 2022, care a crescut cu 21%, la 619,34 lei/MWh, dar și cel cu furnizare în luna iunie 2022, care a crescut la 615,77 lei/MWh, un preț uriaș pentru o lună de vară. Gazul cu furnizare în trimestrul III 2022 a crescut și el joi, 24 martie 2022, cu 16,3%, de la 540 lei/MWh, la 628 lei/MWh. Și prețul pentru iarna viitoare s-a majorat de la 535 lei/MWh, la 620,11 lei/MWh, după o primă creștere zilnică de 8,33%, urmând o a doua de 7%.

Ulterior, piața s-a mai calmat pe fondul unor temperaturi mai ridicate pentru acel moment al anului, ceea ce a atenuat presiunea incertitudinilor internaționale pe prețul spot al gazelor, cotațiile pe BRM coborând sub 400 de lei/MWh pentru prima dată în ultima lună. Astfel, duminică, 27 martie 2022, s-au comercializat 26,7 GWh pe piața intra zilnică la un preț mediu de 383,5 lei/MWh, iar o cantitate de 767 MWh s-a vândut chiar și cu un preț de 345 lei/MWh. Trebuie să facem și precizarea că această cantitate comercializată a fost una importantă, echivalând cu 9,5% din consumul intern, iar dacă adăugăm și cei 36,6 GWh tranzacționați pe piața pentru ziua următoare, cantitatea de pe cele 2 piețe spot a acoperit o pătrime din consumul intern de 284,5 GWh.

Merită să menționăm si faptul că prețurile de pe piața spot din România, de aproximativ 80 €/MWh, sunt cu peste 20 €/MWh sub cele de pe cea mai importantă piață regională, cea austriacă CEGH, unde duminică, prețul mediu PZU a fost de 102,8 €/MWh. Luni, 28 martie 2022, piața austriacă a deschis în scădere, gazele tranzacționându-se la 96,5 €/MWh.

Dependența redusă de gazul rusesc și, implicit, impactul diminuat al solicitării rușilor de efectuare a plății gazelor în ruble au făcut ca prețurile pe piața autohtonă să nu se aprecieze miercuri, 30 martie 2022, precum cele de pe celelalte piețe europene, în urma activării de către Germania a primei faze a planului de urgență destinat garantării aprovizionării cu gaze naturale.

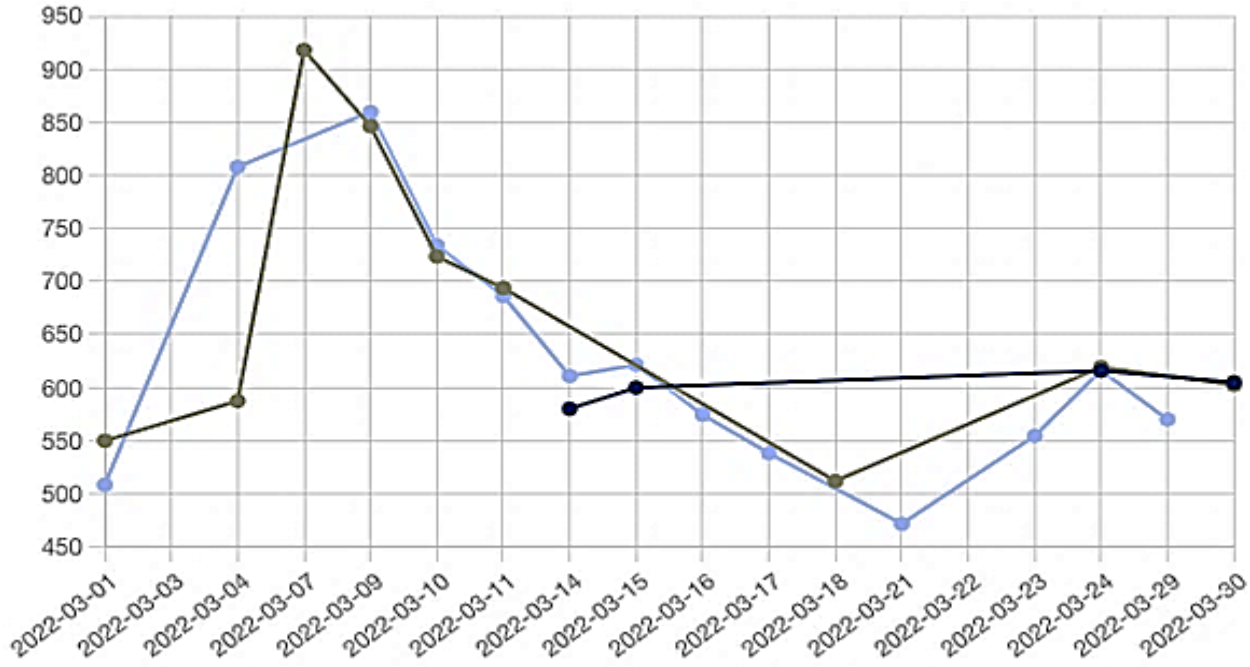
Imediat după anunțul guvernului german, prețul gazului cu livrare în luna aprilie 2022 pe cea mai importantă bursă europeană, cea olandeză TTF, s-a majorat cu 13,5%, ajungând la 123 €/MWh, cel mai mare preț din ultima săptămână. Și pe cea mai importantă bursă regională, cea austriacă CEGH, gazul cu livrare în aprilie 2022 s-a apreciat cu aproape 10%, la 120,5 €/MWh /MWh. Comparativ, pe bursa austriacă CEGH, prețul contractelor pentru mai 2022, respectiv iunie 2022 a crescut miercuri cu aproape 11%, ajungând la 124,7 €/MWh /MWh.

Pe BRM, deși miercuri, 30 martie 2022, nu s-a tranzacționat gaz cu livrare în aprilie 2022, s-a comercializat gaz cu livrare în luna mai și iunie 2022 (figura 13), la prețuri în scădere cu 2,7%, respectiv 1,7%, acestea ajungând la 602 lei/MWh (adică 121,7 €/MWh), respectiv 607 lei/MWh

(adică 122,7 €/MWh). Prețul gazului cu livrare în aprilie 2022 tranzacționat marți pe BRM era de 570 lei/MWh (adică 115 €/MWh).

Figura nr. 13.

Evoluția cotațiilor forward pentru lunile aprilie, mai și iunie 2022 de pe BRM

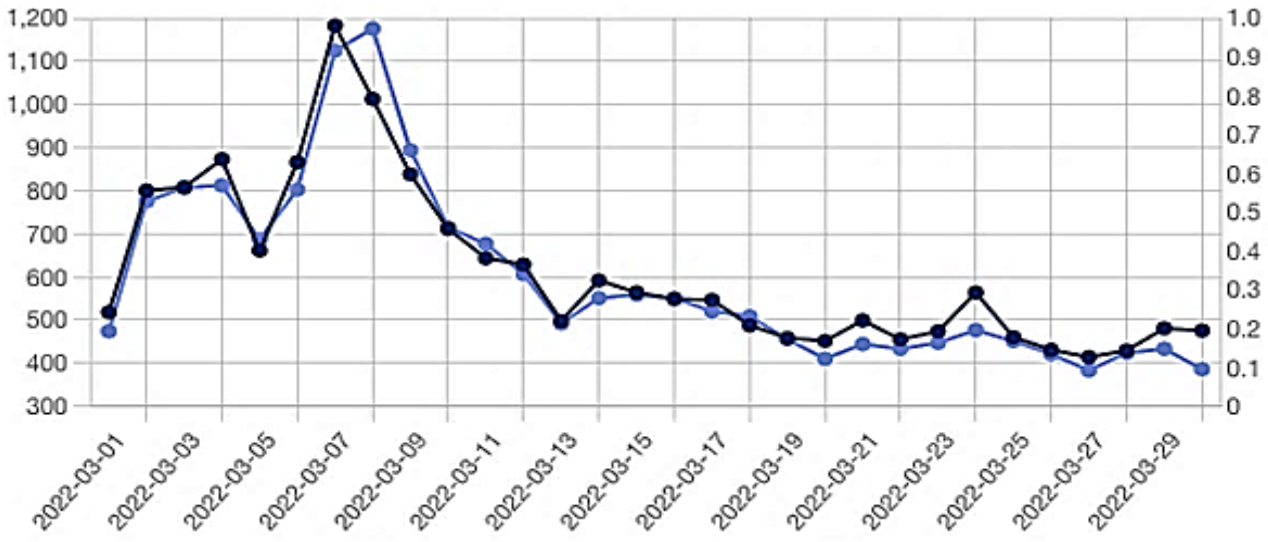


Sursa: BRM, 2022

Însă cea mai mare diferență dintre piața autohtonă și cea europeană s-a înregistrat pe pieţele spot (figura 14). Dacă prețul unui MWh de gaz cu livrare în ziua următoare s-a tranzacționat miercuri, 30 martie 2022, pe CEGH la 121 €/MWh, în creștere cu 10% față de cel din ziua precedentă, pe BRM prețul PZU a fost de 476 lei/MWh (adică 96 €/MWh), în scădere cu 1% față de cel din sesiunea de marți, iar cel intraday, de 386 lei/MWh (adică 78 €/MWh), în scădere cu 11% față de cel din ziua precedentă.

Figura nr. 14.

Evoluția prețurilor spot în luna martie 2022, pentru ziua următoare și intraday, pentru gazele tranzacționate pe BRM



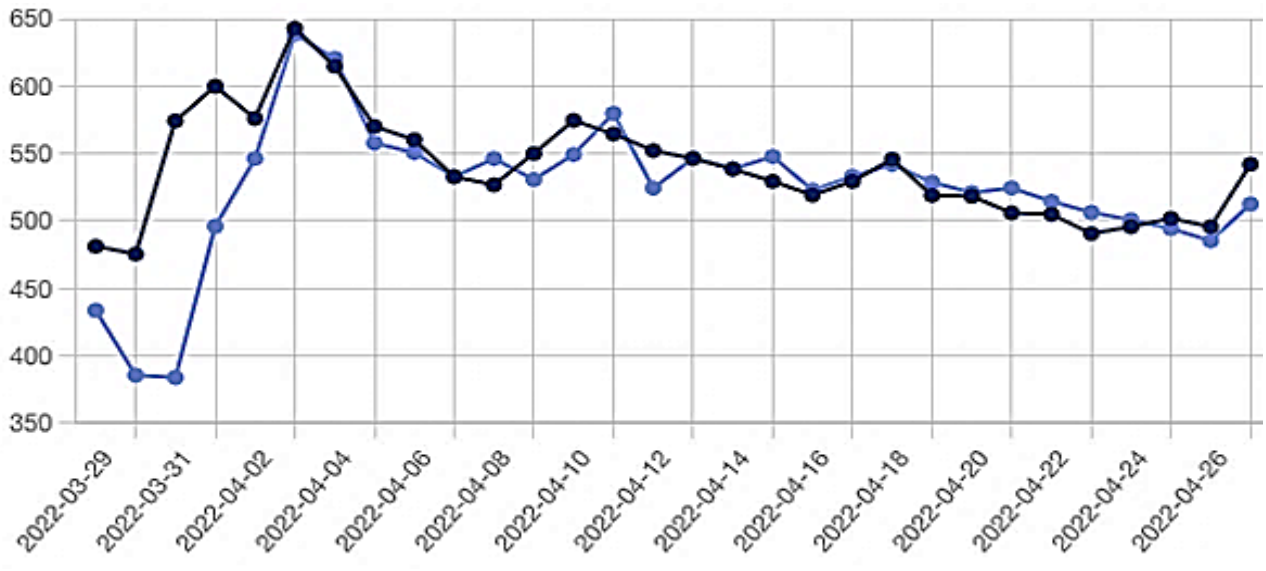
Sursa: BRM, 2022

Iată, însă, că după o lună de zile, gazele tranzacționate pe BRM s-au scumpit miercuri, 27 aprilie 2022, cu 9,2%, un procent inferior celui înregistrat pe celelalte piețe europene, în principal ca urmare a consumului intern redus, care a redus impactul deciziei Gazprom de a stopa livrările către Polonia și Bulgaria. Miercuri a fost tranzacționat un volum de 9 GWh de gaze cu livrare în ziua următoare la un preț mediu de 541,9 lei/MWh (adică 109,5 €/MWh), cu 46,2 lei/MWh (sau 9,3%) peste prețul de închidere al zilei precedente. Comparativ, pe cea mai importantă piață regională, cea austriacă CEGH, prețul gazului cu livrare în ziua următoare s-a majorat cu 13,5 €/MWh (sau 14%), ajungând la 109,4 €/MWh.

În același timp, gazul cu livrare în aceeași zi (intraday) tranzacționat pe BRM s-a scumpit cu 27,3 lei/MWh (sau 5,6%), ajungând la 512,5 lei/MWh, în condițiile unui volum tranzacționat de 11 GWh (figura 15). Tot miercuri, gazul cu livrare în luna mai 2022 de pe cea mai importantă bursă europeană, cea olandeză TTF, a crescut cu aproape 4%, ajungând la 107 €/MWh, după ce în cursul dimineții înregistrase și un nivel de 127 €/MWh.

Figura nr. 15.

Evoluția prețurilor spot ale gazelor tranzacționate în luna aprilie 2022 pe piața pentru ziua următoare și intra zilnică operate de BRM



Sursa: BRM, 2022

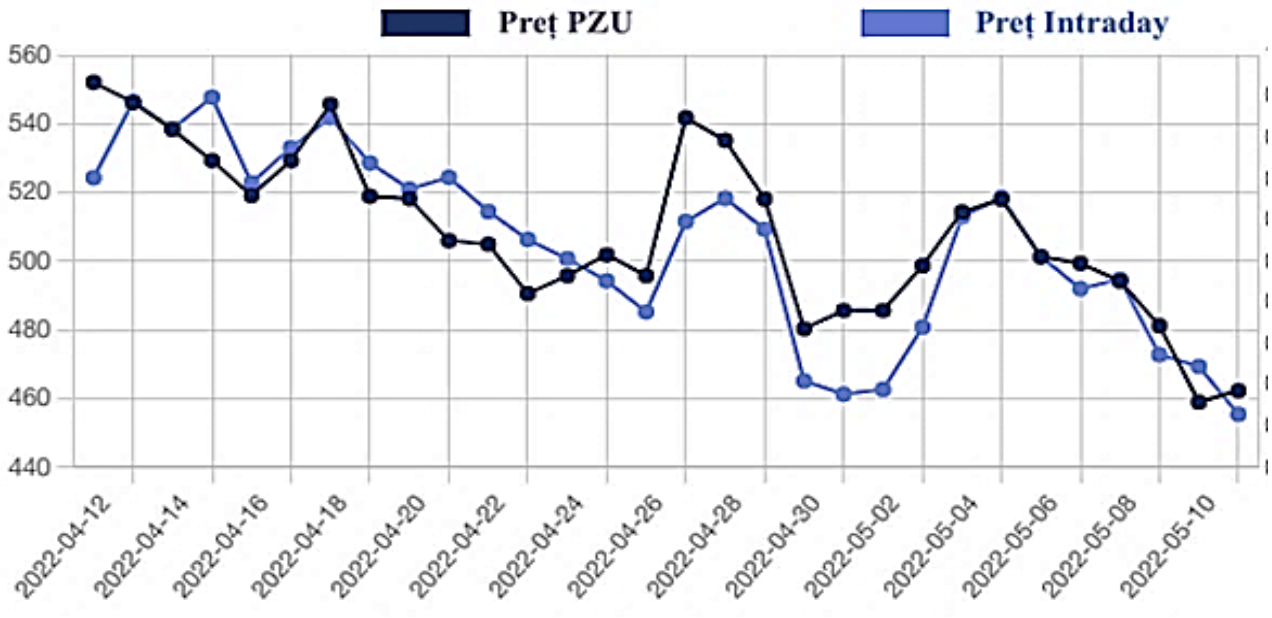
După acest moment, prețurile spot, dar și cele ale gazului cu livrare în luna iunie 2022, au atins pe BRM cel mai redus nivel de la 1 aprilie 2022, în pofida problemelor de tranzit apărute în Ucraina. Operatorul sistemului național de transport al gazelor naturale din Ucraina, LLC Gas TSO, a anunțat că este nevoit să stopeze tranzitul de gaze rusești destinate consumatorilor europeni printr-unul din punctele de interconectare de la granița cu Federația Rusă, aflat în regiunea Luhansk din estul țării, acuzând trupele ruse de ocupație că au afectat procesele tehnologice ale instalațiilor sale din zona respectivului punct, inclusiv prin deturnarea unor cantități de gaze din fluxurile aflate în tranzit spre UE. Facem precizarea că prin stația de comprimare Novopskov din regiunea Luhansk tranzitează aproape o treime din gazul rusesc destinat Europei (circa 32,6 mil mc/zi).

Reducerea sezonieră a consumului, sub nivelul producției interne din România, a atenuat atât presiunea geopolitică, cât și cea exercitată de înmagazinările efectuate pentru sezonul de iarnă. Joi, 12 mai 2022, însă, prețul spot al gazului tranzacționat pe cea mai importantă bursă regională, cea austriacă CEGH, se majorase cu peste 13%, ajungând la 105 €/MWh. În pofida reducerilor din același interval de timp, prețul de pe BRM achitat de furnizori era de aproape 2,5 ori mai ridicat decât cel pe care aceștia îl facturau clienților casnici, preț plafonat de guvern până la 31 martie 2022.

Cu toate acestea, marți, 10 mai și miercuri, 11 mai 2022, un MWh cu livrare în ziua următoare s-a tranzacționat pe BRM la un preț mediu de aproximativ 460 lei/MWh (adică 93 €//MWh), ultima dată cât prețul era situat sub acest nivel fiind în urmă cu aproape o lună, când gazul cu livrare pe 29 martie 2022 costa în medie 429,5 lei/MWh. Similar, în cazul gazul livrat în aceeași zi, prețul acestuia a fost miercuri de 455,5 lei/MWh, nivel nemaiîntâlnit de pe 31 martie 2022, când se cumpăra cu 383,7 lei/MWh (figura 16).

Figura nr. 16.

Evoluția prețurilor spot ale gazelor pe piața pentru ziua următoare și pe cea intraday operate de BRM în perioada 12 aprilie 2022 – 10 mai 2022



Sursa: BRM, 2022

Prețul gazului cu livrare în luna iunie 2022 a scăzut și el considerabil, de la aproape 600 lei/MWh cu cât se vindea în prima zi de tranzacționare a acestui activ, la mijlocul lunii martie 2022, la 482,8 lei/MWh marți, 10 mai și la 498,4 lei/MWh, miercuri, 11 mai 2022. Comparativ, pe cea mai importantă piață regională, cea austriacă CEGH, prețul mediu al gazului cu livrare în ziua de joi a fost cu 20 de eurocenți sub cel din România, de 92,8 €/MWh.

Trebuie să facem precizarea că, în pofida reducerilor din ultima lună și jumătate, prețul de pe BRM achitat de furnizori era de aproape 2,5 ori mai ridicat decât cel pe care aceștia îl facturau clienților casnici, preț plafonat de guvern. Mai mult, prețul din România se situa peste cel de pe piețele vestice ca urmare a faptului că țara noastră se afla în poziție de importator net în raport cu acestea, deoarece în ultimele zile România importase 50 GWh/zi (echivalentul a peste o cincime din producția internă curentă) din Ungaria. România producea aproximativ 220-230 GWh/zi și avea în acele zile un consum de maxim 200 GWh/zi. În plus, companiile autohtone mai importau aproximativ 75 GWh/zi (2/3 din Ungaria, 1/3 din Bulgaria), ceea ce le permitea înmagazinarea a aproape 100 GWh/zi.

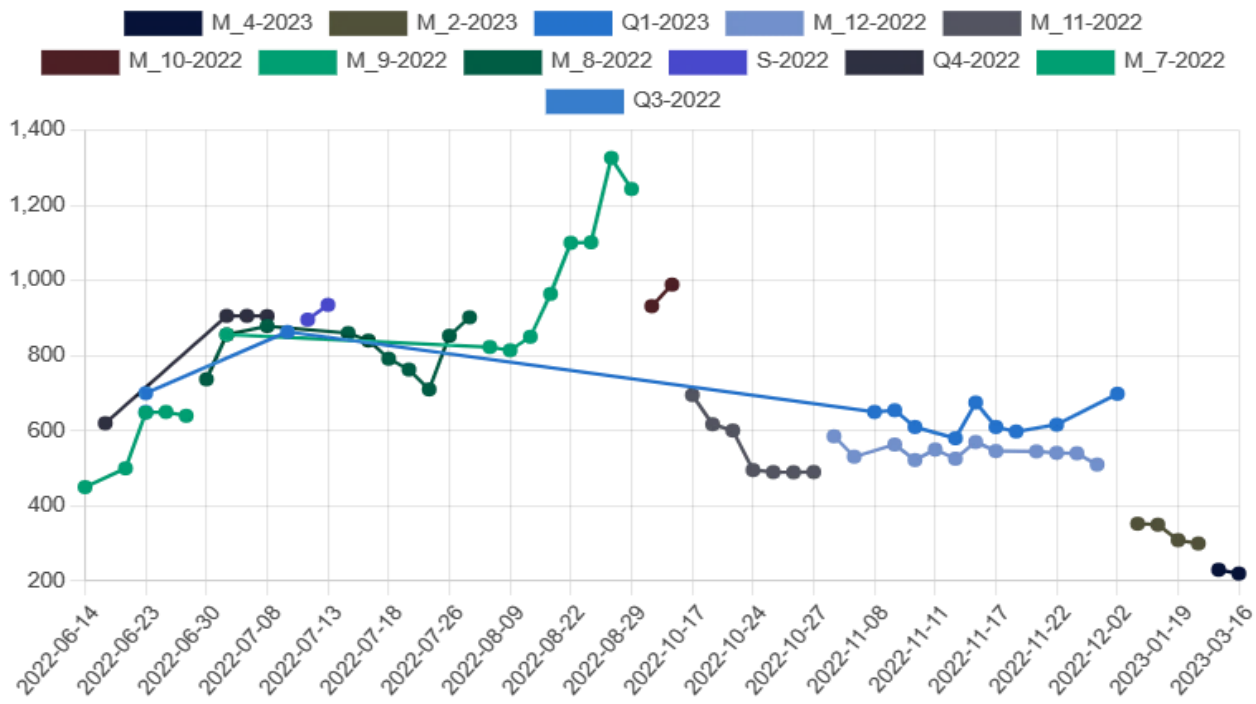
Ulterior, în data de 25 mai 2022, s-a tranzacționat la BRM o cantitate de 109 GWh de gaze cu livrare în anul 2023, o cantitate relativ importantă ca lichiditate pentru piață, la prețul mediu de 447 lei/MWh. Săptămâna anterioară, pe 17 mai 2022, s-au tranzacționat 36 GWh, la un preț apropiat, puțin mai ridicat, de 450 de lei/MWh.

Tranzacțiile sunt relevante pentru că, din datele disponibile la acel moment, erau primele care au fost încheiate la BRM pentru gaze cu livrare în anul 2023 de când a început războiul din Ucraina, cu efectele sale asupra prețurilor la tot ce înseamnă energie (figura 17). Tranzacțiile anterioare cu gaze livrare în anul 2023 au avut loc în 9 și 16 februarie 2022, deci înainte de invazia

rusă din Ucraina (după cum arătam și anterior). Prețurile au fost de 310 lei/MWh și, respectiv, de 294 lei/MWh. Prețurile din aceea zi erau în linie cu cele de la CEGH de la Viena, pentru tranzacțiile echivalente. Acolo, prețurile medii din ultimele șapte zile de tranzacționare pentru gazele cu livrare în anul 2023 au variat între 86 €/MWH și, respectiv, 88 €/MWh.

Figura nr. 17.

Cotațiile gazelor natural pe piața forward în perioada iunie 2022 – martie 2023



Sursa: BRM, 2023

Amintim faptul că, până la 31 martie 2023, prețul gazelor livrat populației este plafonat la nivelul de 310 lei/MWh, cu tot cu tarife de transport și distribuție și TVA, iar cel al consumatorilor comerciali la 370 de lei/MWh. Cei doi producători interni de gaze, Petrom și Romgaz, sunt obligați să vândă, până atunci, gazele către furnizori pentru consumul clienților casnici la prețul de 150 lei/MWh. Prețurile de piață pentru produsul *"an calendaristic 2023"* sunt relevante și pentru a da o idee despre ce va urma după ridicarea plafonului, la 1 aprilie 2023 (ulterior acest termen se va prelungi; vom reveni asupra acestui subiect în capitolul următor).

Ulterior, piața europeană a gazelor a fost din nou perturbată. Astfel, anunțul Gazprom privind reducerea cu încă o treime a livrărilor de gaz spre Europa prin gazoductul Nord Stream, la 67 mil mc/zi, după ce miercuri, 15 iunie 2022, micșorase cantitatea de la 167 la 100 mil mc/zi, a provocat o explozie a prețurilor pe piața europeană. Ca urmare, prețul gazului natural de referință pe această piață, cel tranzacționat pe bursa olandeză TTF, a crescut joi, 16 iunie 2022, cu încă 11%, la 130 €/MWh, după ce miercuri se majorase cu 24%.

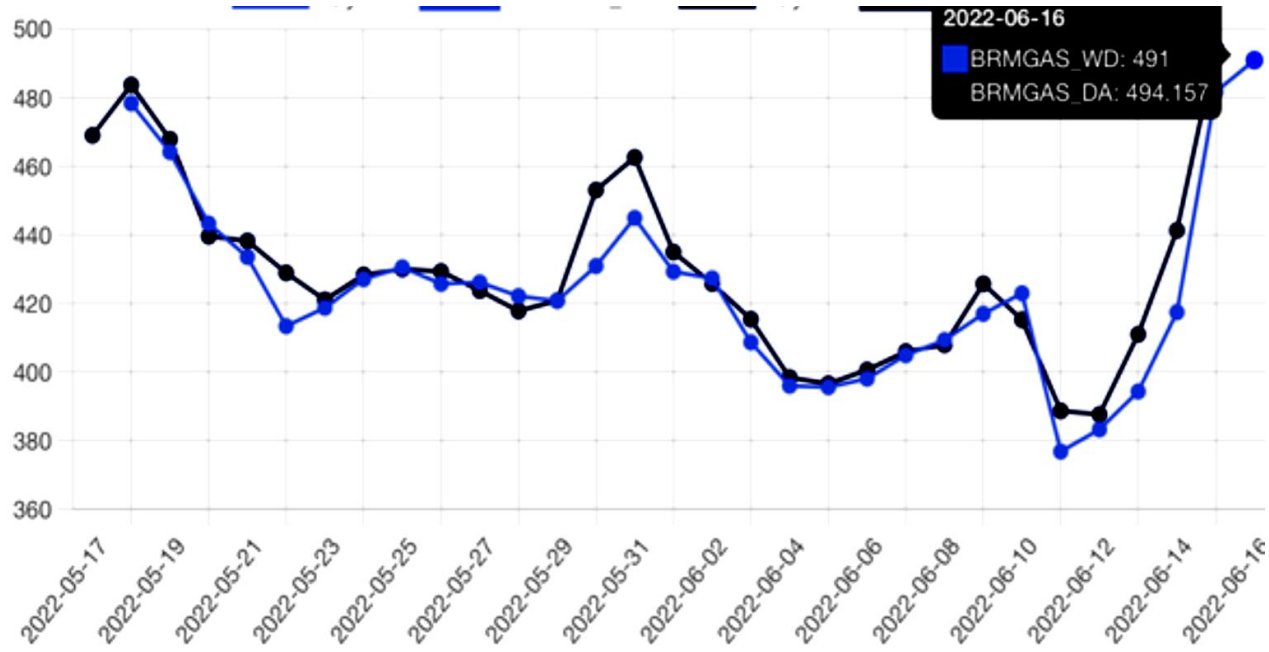
Efectele s-au simțit și pe piața autohtonă (figura 18), prețul spot de pe BRM majorându-se miercuri cu 12%. Prețul gazului cu livrare în ziua următoare a crescut miercuri pe BRM de la 441 lei/MWh (adică 86 €/MWh), la 494 lei/MWh (adică 99 €/MWh), o apreciere inferioară celei de pe cea mai importantă piața regională, cea austriacă CEGH, unde prețul gazului s-a majorat cu 14%, de la 93,4 €/MWh, la 106,4 €/MWh. Reamintim faptul că, România se alimentează cu gaz rusesc prin conducta Turk Stream, prin care joi intrau în țară 5,5 mil mc, din care 2,8 mil mc doar tranzitau SNT, urmând a ajunge în Ungaria. Deoarece România este țară de tranzit pentru gazul rusesc, aceasta este și explicația faptului că prețul gazului este inferior celui din Ungaria și din Austria.

Ultimele tranzacții s-au efectuat miercuri, 15 iunie 2022, la un preț de 530 lei/MWh (adică 107,10 €/MWh) pe BRM și la 117,8 €/MWh pe CEGH. Joi, 16 iunie 2022, prețul futures al gazului

pe cea mai importantă piață europeană, cea olandeză TTF, a atins un maxim de 134,99 €/MWh, iar pe bursa austriacă CEGH, vânzătorii au solicitat și 137 €/MWh.

Figura nr. 18.

Evoluția prețurilor spot (intraday și PZU) ale gazelor pe BRM, în perioada 17 mai 2022 – 16 iunie 2022



Sursa: BRM, 2022

În același timp, în perioada 14-16 iunie 2022, prețul gazelor de pe piața europeană s-a majorat cu peste 55%, de la 83,4 €/MWh, la 130 €/MWh, în urma reducerii de către Gazprom cu 60% a livrărilor prin conducta Nord Stream 1, pentru care a dat vina pe compresoarele Siemens *„nefuncționale”*. În aceeași perioadă, prețul spot al gazului pe BRM (tranzacții forward n-au fost efectuate) a crescut cu 27,5%, de la 387,7 lei/MWh (adică 78,4 €/MWh), la 494,10 lei/MWh (adică 99,90 €/MWh).

Ca urmare a faptului că România a redevenit țară de tranzit pentru gazul rusesc după reducerea cu 60% a livrărilor Gazprom prin Nord Stream și majorarea livrărilor către Ungaria via Negru Vodă din Turk Stream, prețul unui MWh de gaz cu livrare în ziua următoare (vineri, 17 iunie 2022) s-a majorat în numai o zi de la 494,10 lei/MWh (adică 99,90 €/MWh), prețul mediu din ședința precedentă, la 639,7 lei/MWh (adică 129,2 €/MWh), o creștere cu 30%, atingând cel mai înalt nivel al ultimelor 4 luni, fiind, astfel, cel mai ridicat nivel înregistrat pe BRM din 11 martie 2022, când gazul costa 643,9 lei/MWh.

Comparativ, pe cea mai importantă piață regională, cea austriacă CEGH, prețul gazului cu livrare în ziua de vineri, a fost de 136,4 €/MWh, superior peste 7 €/MWh celui din România. Similar, prețul gazului natural de referință pe această piața europeană, cel tranzacționat pe bursa olandeză TTF, a crescut joi dimineață cu încă 11%, ajungând la 130 €/MWh, după ce miercuri se majorase cu 24%.

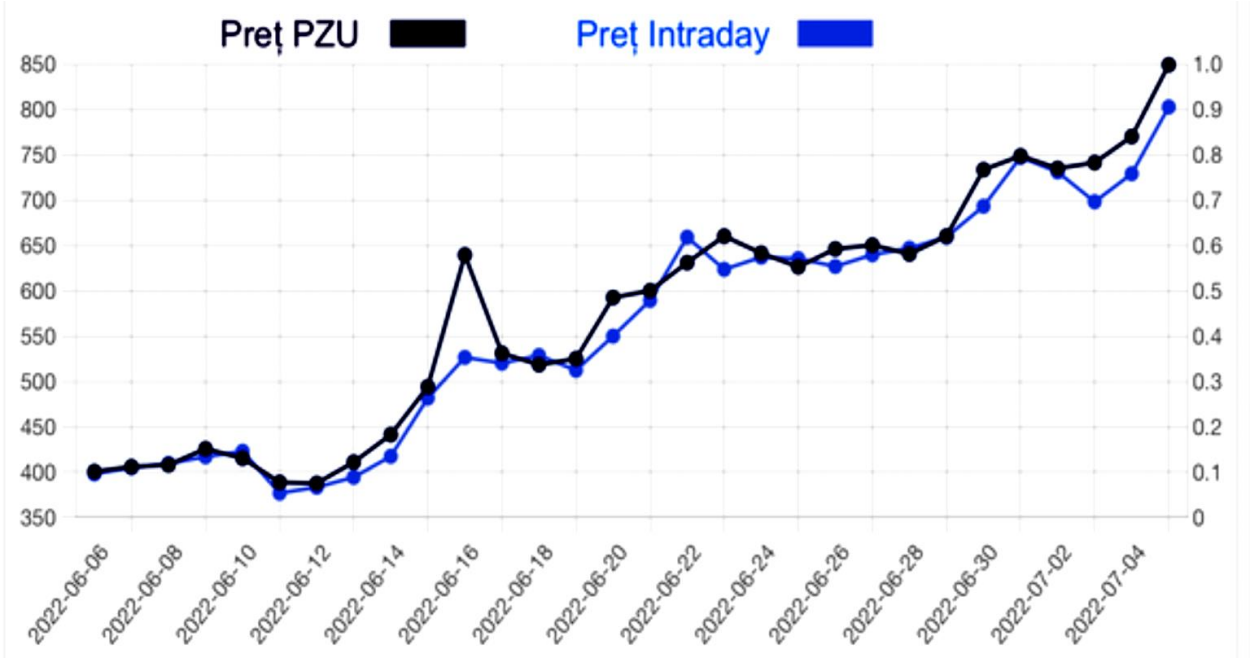
Incertitudinile legate de aprovizionare cu gaze au influențat, în continuare, o piață și așa inflamată de volatilitatea crescută a prețurilor gazelor natural. Ca atare, prețurile spot ale gazelor de pe BRM s-au dublat în perioada iunie-iulie 2022 ca urmare a temerilor privind reducerea alimentării cu gaz din diferite surse a statelor UE, dublate de o cursă contra-cronometru de umplere a depozitelor europene în vederea acoperirii consumului din iarna 2022-2023.

Astfel, dacă pe 5 iunie 2022, gazul cu livrare în ziua următoare se tranzacționa pe BRM (figura 19) la o valoare de 396,6 lei/MWh, iar unul cu livrare în aceeași zi, la o valoare de 395,5

lei/MWh, pe 5 iulie 2022 prețurile crescuseră cu 114,5%, la 849,5 lei/MWh (adică 172 €/MWh), respectiv cu 103%, la 803 lei/MWh (adică 162,4 €/MWh).

Figura nr. 19.

Evoluția prețurilor spot (intraday și PZU) ale gazelor pe BRM, în perioada 6 iunie 2022 – 4 iulie 2022



Sursa: BRM, 2022

În aceste condiții, prețurile de pe BRM sunt de peste 5 ori mai mari decât cel de 150 lei/MWh, la care producătorii autohtoni sunt obligați să vândă gaze către furnizori în vederea alimentării consumatorilor casnici, și de peste 3 ori mai ridicate decât cel de 250 lei/MWh la care Romgaz și OMV Petrom sunt forțate prin lege să alimenteze CET-urile.

Cotațiile din România se situează sub cele de pe cea mai importantă piață regională, cea austriacă CEGH, unde prețul mediu zilnic al gazului cu livrare în ziua următoare (miercuri) a fost marți de 178,5 €/MWh (adică 882,6 lei/MWh).

România a redevenit țară de tranzit pentru gazul rusesc, miercuri, 6 iunie 2022, când, din cei 6,7 mil mc care intrau în țară prin punctele de la Ruse-Giurgiu și de la Negru Vodă (via TurkStream), o cantitate de 4,2 mil mc ajungea în Ungaria, fiind reexportată prin punctul de interconectare de la Csánadpalota.

Ulterior, spre sfârșitul lunii iulie 2022, prețul spot al gazului tranzacționat pe piața pentru ziua următoare operată de BRM a crescut marți, 26 iulie 2022, cu 116 lei/MWh în urma noilor limitări impuse de Gazprom livrărilor către Europa. Deși aprecierea gazului pe piața autohtonă, de 16,2%, a fost similară cu cea de pe cea mai importantă piață regională, cea austriacă CEGH, prețul de pe BRM, de 168 €/MWh (828,5 lei/MWh), a fost net inferior celui din Austria, de 201,4 €/MWh, ca urmare a faptului că ruta sudică, prin gazoductul TurkStream, este singura rută de transport al gazului rusesc care funcționează normal, spre deosebire de rutele nordice, Nord Stream și Yamal.

Prețul mediu înregistrat pe PZU, de 828,5 lei/MWh, nu era însă unul mic, fiind de 5,5, respectiv 3,3 ori, peste cel la care producătorii autohtoni sunt obligați să vândă furnizorilor gaze pentru acoperirea consumului clienților casnici (150 lei/MWh), respectiv CET-urilor (250 lei/MWh). Drept urmare, din producția internă pe BRM se tranzacționau cantități reduse și destinate doar alimentării clienților non-casnici. Cum producția internă este deja *"redistribuită"* de autorități, o mare parte din gazul tranzacționat pe BRM, mai ales pe piața spot, provenea din import.

Și în luna august 2022 prețurile gazelor tranzacționate pe BRM au fluctuat în sus și în jos, în funcție de situația din piață. Penuria de gaz de pe piețele occidentale, afectate de diminuarea

livrărilor Gazprom, și lichiditatea sporită de pe piața autohtonă, alimentată din importuri, a majorat diferența dintre prețurile gazului de pe piețele spot din România și Austria la aproximativ 50 €/MWh.

Astfel, marți, 2 august 2022, gazul cu furnizare în ziua de miercuri se tranzacționa pe BRM la un preț de 158 €/MWh (adică 777 lei/MWh), în timp ce pe cea mai importantă bursă regională, cea austriacă CEGH, la unul de 208 €/MWh, preț apropiat de cel de pe bursa olandeză TTF. Chiar dacă în ultimele zile volumele de gaze tranzacționate pe piața pentru ziua următoare (PZU) operată de BRM s-au mai redus, în a doua jumătate a lunii iulie 2022 s-au comercializat volume record, de peste 100 de GWh/zi, de 3 ori peste maximele istorice înregistrate până atunci.

După două săptămâni, prețul spot al gazului tranzacționat pe piața pentru ziua următoare (PZU) operată de BRM a crescut cu aproape 20% joi, 18 august 2022, ziua în care importurile de gaze prin punctul de interconectare cu Bulgaria de la Negru Vodă s-au redus brusc, considerabil. Comparativ, pe cea mai importantă piață regională, cea austriacă CEGH, prețul spot al gazului s-a apreciat joi doar 4 €/MWh (sau 1,7%). Dacă prețul mediu al gazului tranzacționat miercuri cu livrare în ziua de joi a fost de 854,21 lei/MWh (adică 175 €/MWh), cel al gazului tranzacționat joi cu livrare în ziua de vineri a fost cu 173,3 lei/MWh (sau 20% mai ridicat), ajungând la 1.027,5 lei/MWh (adică 210,5 €/MWh).

Și, la finalul lunii august 2022, prețul gazului tranzacționat pe piața pentru ziua următoare operată de BRM a coborât miercuri, 31 august 2022, sub 1.000 de lei/MWh, nivel înregistrat ultima dată în urmă cu 2 săptămâni, când traderii au limitat cantitatea de gaze intrată în țara noastră, ca urmare a faptului că prețul din România ajunsese cu 90 €/MWh sub cel de pe cea mai importantă bursă regională, cea CEGH din Austria. Diferențialul de preț dintre cele 2 piețe a ajuns din nou la 80 €/MWh pe 29 august 2022, ceea ce a condus iar la o înjumătățire a importurilor destinate pieței autohtone.

În acest context, prețul mediu al gazului cu livrare în ziua de joi a ajuns pe BRM la 993,4 lei/MWh (adică 204,5 €/MWh), cu echivalentul a 42,3 €/MWh sub cel de pe piața austriacă. Pe 29 august 2022, ecartul dintre cel 2 prețuri ajunsese la 80,7 €/MWh, cu numai 8 €/MWh față de nivelul record de 88,7 €/MWh de pe 16 august 2022. Drept urmare, și volumul de gaze importat de traderi pentru piața internă s-a înjumătățit, de la 45,5 GWh pe 20 august 2022 (când diferențialul de preț de pe cele 2 piețe era de doar 29,2 €/MWh), la 23,6 GWh pe 29 august 2022.

În pofida faptului că diferența dintre prețul de pe CEGH și cel de pe BRM a coborât până la finalul lunii august la aproximativ 40 €/MWh, nivelul importurilor nu a crescut decât marginal, la aproximativ 27 GWh/zi.

Ulterior, la jumătatea lunii septembrie 2022, diferența dintre prețul spot al gazului de pe cea mai importantă bursă regională, cea austriacă CEGH, și cel de pe BRM s-a prăbușit, de la aproape 90 €/MWh, la numai 5 €/MWh, într-o singură lună. În timp ce prețul de pe bursa austriacă a scăzut, cel de pe cea internă s-a majorat, iar importurile de gaze ale României s-au înjumătățit. Foarte probabil acestea sunt efecte ale nou adoptatei Ordonanțe de Urgență 119 de modificare a legislației de temperare a prețurilor, intrată în vigoare de la 1 septembrie 2022.

Dacă, pe 16 august 2022, prețul pentru ziua următoare al gazului tranzacționat pe bursa vieneză era de 236 €/MWh, iar cel de pe BRM, de 147,5 €/MWh, prețurile spot ale gazelor cu livrare în ziua de marți, 13 septembrie 2022, erau de 187,6 €/MWh pe CEGH și de 182,4 €/MWh pe BRM. În numai o lună, prețul de bursa austriacă s-a redus cu aproape 50 €/MWh, în timp ce cel de pe BRM s-a majorat cu aproximativ 35 €/MWh.

În timp ce la mijlocul lunii august 2022, în România intrau din Bulgaria peste 105 GWh de gaze (din care 49 GWh erau reexportați către Ungaria), marți, pe 13 septembrie 2022, au ajuns doar 58 GWh (din care 35 GWh reexportați către Ungaria). Ca atare, pe BRM se tranzacționa majoritar gaz de import, producătorii interni fiind obligați să pună la dispoziția furnizorilor cu clienți casnici și CET-uri gazele extrase la prețuri reglementate. Motivul acestei evoluții divergente era probabil nou introdusa contribuție de solidaritate, prin care traderii sunt impozitați cu 98% pentru gazele vândute pe piața internă sau exportate. Astfel, România nu mai constituia o piață atât de atractivă

pentru aceştia nici în ceea ce priveşte importurile pentru consum intern, nici în ceea ce priveşte tranzit gazelor către Ungaria, de unde şi scăderea volumelor importate.

Totodată, valoarea contribuţiei achitată de traderi se calculează pentru fiecare lună scăzând preţul mediu ponderat de achiziţie din luna respectivă din preţul mediu ponderat de vânzare şi înmulţind ceea ce rezultă cu 1,02 şi apoi cu cantitatea de energie livrată în respectiva lună. Diferenţa dintre preţul efectiv de vânzare şi rezultatul formulei din OUG este *"confiscată"* de stat şi merge în Fondul de tranziţie energetică. Pentru a minimiza sumele pe care ar trebui să le achite statului român, traderii au tot interesul ca preţul de achiziţie, cu care gazul este importat sau cumpărat de pe piaţa internă (de pe BRM), să fie cât mai apropiat de cel cu care este exportat.

Chiar şi în ceea ce priveşte gazul importat şi reexportat către Ungaria, gazul rusesc care intră prin punctul de interconectare cu Bulgaria de la Negru Vodă nu este identic cu cel care iese din România în Ungaria prin punctul de interconectare de la Csánadpalota. Între actorii de pe piaţa gazelor au loc swap-uri, care şi ele sunt supuse plăţii contribuţiei de solidaritate. Acesta este motivul pentru care traderii au tot interesul ca diferenţele dintre cele 3 preţuri (cel cu care gazul intră în România, cel de pe BRM şi cel cu care gazul iese din România) să fie infime.

Aşa se face că la jumătatea lunii septembrie 2022, preţul de pe BRM era aproape identic cu cel de pe CEGH, diferenţa de 5 €/MWh reprezentând, de fapt, contravaloarea tarifelor de transport. Drept urmare, apreciem că statul va încasa de la traderii care importă şi exportă gaze o contribuţie de solidaritate egală cu zero. În aceste condiţii, considerăm că marii pierzători sunt însă furnizorii şi companiile autohtone, care s-au văzut nevoite să achite preţuri egale cu cele de pe CEGH, după ce, în urmă cu numai o lună, puteau cumpăra gaz la un discount de 90 de euro faţă de cel de pe piaţa austriacă, de referinţă în regiune. În plus, aşa cum se poate observa, şi volumele de gaze importate de România, fie pentru piaţa internă, fie în vederea reexportării către Ungaria, s-au înjumătăţit, ceea ce va avea efect şi asupra veniturilor operatorului de transport autohton, Transgaz.

Ca efect, nicio tranzacţie cu gaz cu termen de furnizare mai lung de o lună nu fusese realizată în ultimele 70 de zile pe BRM (iulie-septembrie 2022), volumele de gaze comercializate pe piaţa spot, în schimb, majorându-se considerabil. În plus, de la începutul lunii septembrie 2022, de când a intrat în vigoare OUG 119, care impune inclusiv trader-ilor plata controversatei contribuţii de solidaritate, nu s-a mai efectuat nici măcar o tranzacţie lunară, gazul fiind comercializat pe BRM exclusiv pe pieţele spot, intraday sau pentru ziua următoare.

Astfel, ultima tranzacţie cu termen de livrare mai mare de o lună a fost realizată pe 13 iulie 2022, când 21,8 GWh pentru sezonul de iarnă 2022-2023 au fost vânduţi cu un preţ mediu de 935 lei/MWh. Iar ultima tranzacţie cu termen mai mare de o zi a fost parafată pe 28 august 2022, când 1,1 GWh cu livrare în luna septembrie 2022 au fost achiziţionaţi la un preţ mediu de 1.243 lei/MWh. Cu 10 zile până la terminarea lunii septembrie 2022, nu fusese efectuată nicio tranzacţie cu gaz cu livrare în luna octombrie 2022.

Interesant este că dispariţia tranzacţiilor pe termen mediu şi lung avea loc în condiţiile în care consumul intern scăzuse considerabil, cu 22,5% în prima lună şi jumătate a trimestrului III 2022. E drept că în această perioadă s-a înmagazinat gaz, însă este puţin probabil ca volumul suplimentar de gaze depozitat în această perioadă, comparativ cu anii trecuţi, să compenseze reducerea consumului intern.

Dacă, pe 16 august 2022, preţul pentru ziua următoare al gazului tranzacţionat pe bursa vieneză era de 236 €/MWh, iar cel de pe BRM, de 147,5 €/MWh, preţurile spot ale gazelor cu livrare în ziua de joi, 22 septembrie 2022, erau de 193,2 €/MWh pe CEGH şi de 188,6 €/MWh pe BRM. Cu alte cuvinte, în ultima lună, preţul de pe bursa austriacă a scăzut cu peste 40 €/MWh, în tip ce cel de pe BRM s-a majorat cu peste 40 €/MWh, rezultat al nou adoptatei ordonanţe. Prevederile acesteia au stimulat traderii să achite contribuţia de solidaritate impusă de guvernul român, să majoreze preţurile de import, pentru ca diferenţa dintre acestea şi cele de BRM (în cazul livrărilor interne), şi cel de export (în cazul gazului care tranzacţionează România) să fie minime.

Mai mult, impactul lipsei de tranzacţionare pe termen mediu şi lung a gazelor era, deja, transferat şi pe piaţa consumatorilor finali. Furnizorii nu aveau în portofoliu cantităţi importante de gaze contractate pe termene mai îndelungate (cu excepţia celor alocate la preţ plafonat de guvern

pentru alimentarea consumatorilor casnici și CET-urilor), ceea ce făcea ca și ofertele pentru eventuali clienți noi sau de reînnoire a contractelor cu vechii clienți să fie efectuate la prețuri extrem de ridicate, pe care ei le anticipau că le vor achita pe piața spot.

În acest context, autoritățile și politicienii acuzau ponderea ridicată a tranzacțiilor pe piețele spot de electricitate și gaze naturale, care ar conduce la o explozie a prețurilor pe piețele angro, însă tocmai măsurile adoptate de aceștia au eliminat tranzacțiile pe termen mediu și lung și le-au majorat pe cele cu livrare în ziua următoare. În cazul gazului natural, doar în 2 zile din luna septembrie 2022 s-au efectuat tranzacții cu gaz cu livrare în luna următoare, respectiv pe 27 și pe 28 septembrie 2022, volumul fiind de 14 ori mai redus decât cel tranzacționat în anul 2021 cu livrare în luna octombrie 2021. Pe piața pentru ziua următoare, în schimb, volumul tranzacțiilor s-a apropiat de un TWh, de aproape 4 ori mai ridicat decât cel realizat în septembrie 2021.

De exemplu, contractele cu livrare în luna octombrie 2021 s-au ridicat la un volum de 1 TWh și au fost semnate prețuri medii cuprinse între 187 și 350 lei/MWh, în timp ce cele cu livrare în luna octombrie 2022 au fost în volum de 71,6 GWh, la un preț mediu de 989 lei/MWh. Contractele cu livrare în ziua următoare au avut o evoluție contrară, volumele din septembrie 2021 ridicându-se la 250 GWh, iar prețurile cuprinse între 245 și 431 lei/MWh, în timp ce cele din luna septembrie 2022 au urcat la 958 GWh, fiind semnate la prețuri cuprinse între 797 și 950 lei/MWh.

Ca și cum nu era suficientă volatilitatea pieței, instabilitatea cadrului legislativ (în mai puțin de un an au fost adoptate 11 OUG-uri și legi în domeniul energetic) face riscantă nu numai pentru furnizori, ci chiar și pentru traderi, semnarea de contracte și rezervarea de capacitate de import pe termen mediu și lung. În plus, prin OUG 119, Guvernul a decis să penalizeze traderii, aceștia fiind obligați să achite *"contribuția de solidaritate"* și descurajați să mai importe gaz ieftin.

Cererea redusă ar fi trebuit să conducă la o diminuare a prețurilor pe piața internă. În schimb, în urma adoptării OUG 119, de la un preț de 147 €/MWh (cu 90 de €/MWh mai redus față de prețul de pe CEGH) înregistrat la jumătatea lunii august 2022, vineri, 30 septembrie 2022, prețul spot de pe BRM a crescut la 192 €/MWh (cu 20 €/MWh peste decât cel de pe bursa austriacă, care în această perioadă a scăzut).

Ulterior, au fost înregistrate pe toate piețele europene scăderi considerabile ale prețurilor spot. Pe cea mai importantă piață regională, cea austriacă CEGH, prețul gazului pentru ziua următoare a ajuns la 112,5 €/MWh, acesta fiind cu 8 €/MWh mai ieftin decât cel din România. La începutul lunii octombrie 2022, prețul spot era mai ridicat decât cel la termen pe piețele europene, ceea ce arată un dezechilibru între cerere și ofertă pe termen scurt. Dacă în ultimele 5 zile, prețul spot de pe CEGH aproape s-a înjumătățit, coborând de la 201 euro/MWh pe 28 septembrie 2022, la 112 euro/MWh pe 4 octombrie 2022, cel al gazului cu furnizare în primul trimestru 2023 s-a redus doar cu 25 €/MWh, de la 206 €/MWh, la 181 €/MWh.

O posibilă explicație este că de la 1 octombrie 2022 a avut loc o resetare a prețurilor, cu această dată începând un nou an gazier în întreaga Europă. În plus, în urma presiunii opiniei publice, dar și guvernelor naționale și oficialilor de la Bruxelles, furnizorii și traderii europeni au achiziționat gaz în exces în ultimele luni, atât pentru depozitare, cât și în avans pentru consumul curent din lunile din iarna 2022-2023. Cum însă începutul lunii octombrie 2022 se arăta mai prietenos din punct de vedere al vremii decât anticipaseră furnizorii și traderii europeni, unii dintre aceștia au rămas cu cantități de gaz excedentare pe care erau nevoiți să-l scoată la vânzare pe piețele spot. Așa se explică reducerea fluxurilor fizice inclusiv pe singurul gazoduct rusesc care mai funcționa normal, Turk Stream.

Mai mult, de la 1 octombrie 2022, de când interconectorul Grecia-Bulgaria (IGB) a devenit funcțional, România pare a fi principalul beneficiar, cel puțin pentru moment. Dacă exporturile de gaze din Bulgaria către Serbia și, implicit, Ungaria (state care au contracte semnate cu Gazprom și se alimentează din Turk Stream via Bulgaria) s-au redus în primele 3 zile ale lunii octombrie 2022 cu aproximativ 30 GWh/zi, cele către România s-au majorat cu 50 GWh/zi, la peste 80 GWh/zi (din care aproximativ 30 GWh/zi reexportați către Ungaria, care folosește ca țară de tranzit nu numai Bulgaria și Serbia, ci și România). Duminică, 2 octombrie 2022, de exemplu, pe piața intraday

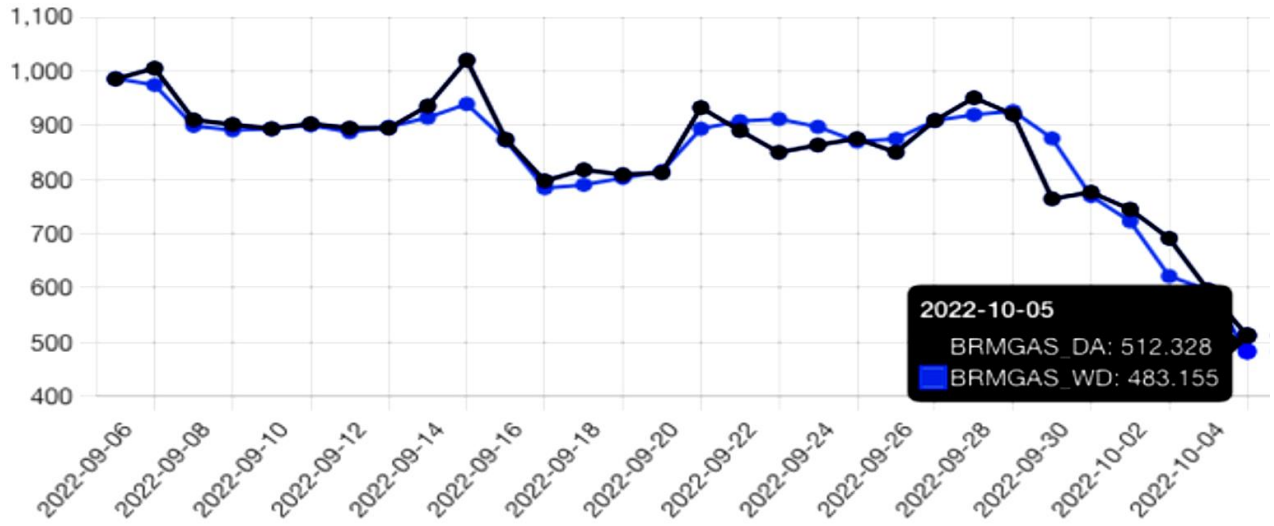
operată de BRM, pe care se efectuează de obicei tranzacții de 3-4 GWh/zi, s-a înregistrat un volum record de 23,7 GWh. Explicația ar fi scăderea cererii din partea sârbă și maghiară, dar și prețul mai atractiv de pe BRM, care *"au deturnat"*, probabil, și o parte din gazul rusesc către România.

De altfel, vremea neobișnuit de caldă pentru aceea perioadă a anului, care a influențat consumul curent, dublată de un nivel record al înmagazinărilor, atât la nivelul UE, cât și în România, a condus la o prăbușire a prețurilor spot în prima săptămână din luna octombrie 2022. Astfel, prețul pentru gazul cu livrare în ziua următoare pe cea mai importantă piață regională, cea austriacă CEGH, a coborât miercuri, 5 octombrie 2022, pentru prima dată în ultimele 4 luni, sub 100 €/MWh, în timp ce prețurile spot din România s-au situat și sub 500 lei/MWh.

Tot miercuri, pe piața intraday operată de BRM (figura 20), se comercializaseră 3,1 GWh de gaze la un preț mediu de 483 lei/MWh, din care 300 MWh fuseseră tranzacționați chiar la un preț minim de 465 lei/MWh (adică 94 €/MWh). Pe piața pentru ziua următoare, 500 MWh s-au comercializat la un preț minim de 460 lei/MWh (adică 93 €/MWh), prețul mediu pentru întreaga cantitate de 6,6 GWh tranzacționată miercuri fiind de 512,3 lei/MWh (adică 103,6 €/MWh).

Figura nr. 20.

Evoluția prețurilor spot, intraday și PZU, ale gazelor pe BRM, în perioada 6 septembrie 2022 – 4 octombrie 2022



Sursa: BRM, 2022

Comparativ, în urmă cu numai o săptămână, pe 29 septembrie 2022, prețurile medii pentru gazul vândut pe BRM erau aproape de 2 ori mai ridicate, de 920 lei/MWh pe piața pentru ziua următoare și de 926 lei/MWh pe piața intraday. Similar, pe piața austriacă CEGH, dacă pe 29 septembrie 2022 gazul pentru ziua următoare se tranzacționa la 183,5 €/MWh, miercuri acesta putea fi achiziționat cu doar 95,5 €/MWh. Prețuri atât de reduse nu mai fuseseră înregistrate nici pe BRM, nici pe CEGH de la mijlocul lunii iunie 2022, când consumul curent de gaze se găsește la cel mai redus nivel al anului.

Ca atare, surprinde, însă, în România volumul redus tranzacționat pe cele 2 piețe spot, în condițiile în care, tot în prima săptămână din luna octombrie 2022, în țară au intrat aproximativ 80 GWh, din care 30 GWh/zi au tranzitat SNT cu direcția Ungaria. În ultimele luni, volumele de pe piețele spot, în special de pe piața pentru ziua următoare, au fost mult mai ridicate, situându-se în apropierea volumului de gaz importat pentru piața internă.

Gazul importat poate fi utilizat pentru acoperirea consumului curent sau pentru depozitare. Cum consumul curent era acoperit, în mare majoritate, de cei trei mari producători locali (Romgaz, OMV Petrom și BSOG), obligați de Guvern să aloce gaze la preț reglementat consumatorilor casnici și CET-urilor, rezultă că gazul de import era în mare parte depozitat. Cum rezervările de capacitate se făceau mai mult zilnic, cele lunare fiind alocate gazului care tranzitează România cu destinația Ungaria, de obicei furnizorii, înainte de a-l depozita, îl cumpără de pe piețele spot BRM.

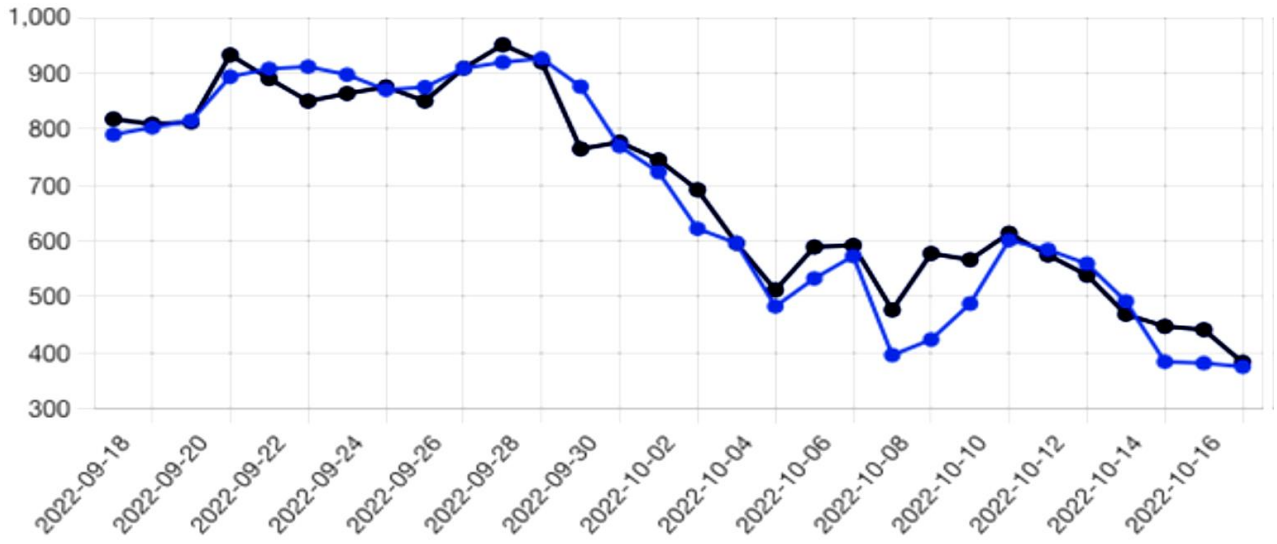
De aceea, se pare că la acel moment gazele de import nu mai erau tranzacționate pe BRM, ci ajungeau direct în depozite, ceea ce înseamnă că traderii preferau să nu-l mai vândă imediat, ci să-l depoziteze, pentru a-l vinde mai târziu, în iarnă, în speranța unor prețuri mai mari și a modificării legislației care-i obliga la plata contribuției de solidaritate.

Ulterior, luni, 17 octombrie 2022, prețul spot al gazelor a coborât sub 385 lei/MWh pe cele două platforme operate de BRM, cea intraday și cea pentru ziua următoare, ajungând la cel mai redus nivel al ultimelor 8 luni, nemaiîntânit de la declanșarea invaziei ruse în Ucraina, de la finalul lunii februarie 2022. Gradul ridicat de înmagazinare, atât la nivel autohton, cât și european, dar și vremea caldă, care a coborât consumul curent mult sub media perioadei, au contribuit la o diminuare a cererii, în condițiile în care gazele, inclusiv cele rusești, încă circulă către Europa.

Astfel, pe piața intraday (figura 21), luni s-au tranzacționat aproximativ 11 GWh la un preț mediu de 375 lei/MWh (adică 76 €/MWh), iar pe piața pentru ziua următoare, 13,5 GWh la un preț mediu de 382,8 lei/MWh (adică 77,5 €/MWh). Chiar și așa, prețurile de pe BRM se situau sub cele reglmentate, de 310 lei/MWh pentru consumatorii casnici și de 370 lei/MWh pentru cei non-casnici, prețuri care mai conțin și tarife și taxe. 50 GWh au fost comercializați pe piața intraday la un preț minim de 320 lei/MWh, iar 100 GWh, pe cea pentru ziua următoare (PZU), la un preț minim de 351 lei/MWh.

Figura nr. 21.

Evoluția prețurilor spot (intraday și PZU) ale gazelor pe BRM, în perioada 18 septembrie 2022 – 16 octombrie 2022



Sursa: BRM, 2022

Asemenea prețuri nu mai fuseseră înregistrate în ultimele 8 luni, de la declanșarea invaziei ruse în Ucraina. Ultima dată când prețul mediu a gazelor pe piața intraday s-a situat sub 375 lei/MWh a fost pe 22 februarie 2022 (360 lei/MWh). Prețul mediu zilnic pe PZU nu s-a mai situat sub 382 lei/MWh din 26 februarie 2022 (când era de 369 lei/MWh). De asemenea, prețuri minime de 320 lei/MWh pe piața intraday, respectiv 351 lei/MWh pe PZU, nu au mai fost de pe 22 februarie 2022 (când prețul minim intraday s-a situat la 300 lei/MWh), respectiv de pe 19 februarie 2022 (când prețul minim PZU era de 350 lei/MWh). Mai mult, cu numai 3 săptămâni în urmă, pe 28 septembrie 2022, în ultimele zile ale anului gazier precedent, prețurile spot se situau la peste 900 lei/MWh.

Tot luni, 17 octombrie 2022, s-a efectuat pe BRM și prima tranzacție cu termen de livrare mai mare de o zi de la începutul acestei luni. Astfel, numai o cantitate modică, de 750 MWh, de gaze cu livrare în luna noiembrie 2022, s-a vândut la un preț de 695 lei/MWh, aproape dublu față de cele spot.

Față de ziua precedentă, prețul mediu al gazelor tranzacționate pe piața pentru ziua următoare operată de BRM au coborât marți, 18 octombrie 2022, la 327 lei/MWh, preț cu 27% mai scăzut decât cel înregistrat în aceeași zi a anului 2021, de 447,5 lei/MWh. Un preț mai scăzut decât cel pentru gazele cu furnizare în ziua de miercuri, 19 octombrie 2022, a fost înregistrat doar în primele 3 zile ale anului, când combinația între vremea blândă și consumul non-casnic, dar și casnic, scăzut, a situat prețurile la aproximativ 300 lei/MWh (295 lei/MWh, 300,5 lei/MWh și, respectiv, 321,4 lei/MWh.

Aceeași vremea călduroasă, care a coborât consumul curent sub media perioadei, dar și gradul ridicat de înmagazinare, atât la nivel autohton, cât și european, au contribuit la o diminuare a cererii. Dacă pe 28 septembrie 2022, prețul spot al gazelor era de 950,5 lei/MWh, înseamnă că în numai 3 săptămâni, acestea s-au ieftinit cu 624 lei/MWh (sau 65%), situându-se la un nivel de trei ori mai scăzut.

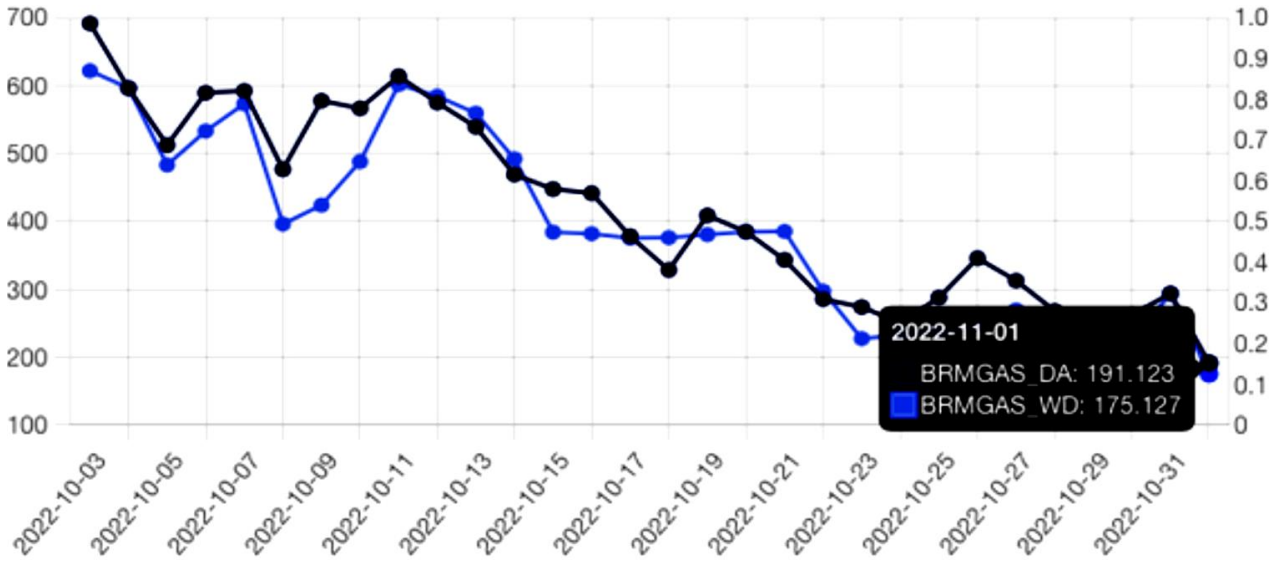
Tot marți, pe piața pentru ziua următoare (PZU) au fost tranzacționați 11,1 GWh de gaze la un preț mediu zilnic de 327 lei/MWh (adică 66,25 €/MWh), cu 51 lei/MWh (sau 13,5%) sub prețul mediu zilnic de închidere a ședinței din ziua precedentă, de 378 lei/MWh, cel mai scăzut de la declanșarea războiului din Ucraina.

În aceeași zi de marți s-a efectuat pe BRM și cea de-a doua tranzacție cu termen de livrare mai mare de o zi de la începutul lunii octombrie 2022. Astfel, o cantitate de 12 GWh de gaze cu livrare în luna noiembrie 2022, s-a vândut la un preț de 617,25 lei/MWh, în scădere cu 11,1% față de prețul mediu de 695 lei/MWh înregistrat în prima astfel de tranzacție, realizată luni, prețul care era aproape dublu față de cel spot.

Acest trend favorabil, descrescător (figura 22) s-a menținut și la începutul lunii noiembrie 2022, astfel că un consum redus, rezultat al vremii prietenoase, și nivelul ridicat al înmagazinărilor au prăbușit marți, 1 noiembrie 2022 prețurile spot ale gazelor sub 200 lei/MWh pe piețele operate de BRM, pentru prima dată în ultimele 15 luni. Ultima dată când s-au înregistrat prețuri mai mici a fost la începutul lunii august 2021.

Figura nr. 22.

Evoluția prețului gazelor pe piețele pentru ziua următoare și intraday operate de BRM, în luna octombrie 2022



Sursa: BRM, 2022

Marți, prețul mediu al energiei pe piața pentru ziua următoare operată de OPCOM s-a situat la 191,1 lei/MWh (adică 38,9 €/MWh), în timp ce prețul intraday a fost de 175 lei/MWh (adică 35,6 €/MWh). Ultima dată când gazele s-au tranzacționat la un preț mai redus pe PZU a fost pe 9 august 2021, când acestea se vindeau cu 188,3 lei/MWh. Similar, un preț mai redus pe piața intraday a fost realizat pe 1 august 2021, de 172,8 lei/MWh.

Datorită nivelului redus al consumului curent, ca urmare a vremii călduroase, dar și a reducerii cererii, fluxul intrărilor de gaze în sistemul autohton (producție plus importuri) are un singur debușeu, depozitele operate de Depogaz și Depomureș, care și ele sunt aproape pline (cantitatea înmagazinată reprezintă 96,5% din capacitatea totală de 3,070 mld mc a depozitelor operate de Depogaz (2,770 miliarde mc) și Depogaz (0,3 miliarde mc), iar capacitatea de injecție este limitată. De aici reducerea prețului spot, dar și volumul scăzut al tranzacțiilor de pe BRM, de doar 13 GWh, în condițiile în care numai importurile au fost luni de 35 GWh/zi. Se pare că importatorii preferă probabil să nu vândă, ci să înmagazineze aceste gaze, în speranța unor prețuri mai bune în iarnă.

Situația este oarecum similară pe întregul continent, unde depozitele sunt pline în proporție de 95%, vremea este la fel de prietenoasă, iar fluxurile de gaz natural lichefiat, dar și de gaz rusesc, chiar dacă în cantități mai reduse, continuă să sosească. Așa se face că pe cea mai importantă piață regională, cea austriacă CEGH, prețul gazelor pentru ziua următoare este cu 3 €/MWh mai redus decât cel din România, de 35,6 €/MWh (după cum arătam mai sus).

Volatilitatea crescută de pe piața gazelor a lovit din nou; după ce cu numai 2 zile în urmă atinsese cel mai redus nivel din ultimele 15 luni, joi, 3 noiembrie 2022, prețul spot al gazelor s-a majorat de 2,5 ori în ultimele zile atât pe BRM, cât și pe cea mai importantă piață regională, cea austriacă, CEGH. Motivul: exporturile de gaze rusești prin Turk Stream s-au redus de la începutul lunii noiembrie cu o treime, chiar dacă cel prin cealaltă rută funcțională, cea ucraineană, a rămas la aceeași nivel, în special cel către România și Ungaria.

În acest context, prețul mediu pentru gazul cu livrare în ziua de vineri, 4 noiembrie 2022, pe BRM a urcat la 430,7 lei/MWh (adică 87,8 €/MWh), după ce cu numai 2 zile în urmă acesta coborâse sub 200 lei/MWH, la 192 lei/MWh (adică 39,2 €/MWh). Similar, pe CEGH, prețul mediu al gazului cu livrare în ziua de vineri era de 79,5 €/MWh, iar cel pentru sâmbătă și duminică, de 81,3 €/MWh, după ce miercuri el coborâse la 31,8 €/MWh. Mai mult, la acel moment, cel puțin pe piața din România, gazul rusesc se vindea la maturități reduse, majoritar de o zi, rezervările de capacitate fiind majoritar intraday sau pentru ziua următoare, cel mult lunare.

Iată, însă, că marți, 8 noiembrie 2022, a fost efectuată pe BRM, pentru prima dată în ultimele 4 luni, o tranzacție la gaze cu un termen de livrare mai mare de o lună. Cantitatea comercializată a fost una modică, de 360 MWh, de aproape 50 de ori mai redusă decât cea aferentă ultimei tranzacții similare efectuate pe 11 iulie. Așa se face că cei 360 MWh cu livrare în primul trimestru al anului 2023 au fost tranzacționați la un preț de 650 lei/MWh, în scădere cu 24,68% față de prețul realizat la ultima tranzacție similară, pe 11 iulie 2022, când a fost comercializată o cantitate de aproape 50 de ori mai ridicată, de 17,3 GWh. La rândul lui, și prețul este cu 50 de lei/MWh sub cel de 700 lei/MWh la care s-a efectuat prima tranzacție cu livrare în primul trimestru al anului 2023, tranzacție înregistrată pe 23 iunie 2022.

Acestea trei sunt, de altfel, și singurele tranzacții efectuate pentru primul trimestru al anului 2023. Până în acel moment, pentru luna decembrie 2022 s-au vândut gaze pe BRM doar în 2 zile, pe 4 noiembrie 2022 (12,4 GWh la un preț mediu de 585 lei/MWh) și pe 7 noiembrie 2022 (3,1 GWh la un preț mediu de 531 lei/MWh), în condițiile în care în decembrie 2021, consumul de gaze din România s-a situat la 16,5 TWh.

Ulterior, față de situația anterioară, prețul gazelor pe piața pentru ziua următoare a urcat de aproape 3 ori în numai 2 săptămâni, ajungând la 550 lei/MWh, după ce pe 2 noiembrie 2022 atinsese minimul ultimelor 15 luni, de 192 lei/MWh. Motivul: răcirea vremii a făcut ca, începând de miercuri, 9 noiembrie 2022, nivelul consumului intern (de aproape 283 GWh) să-l depășească pe cel al producției autohtone (de 267,4 GWh/zi), la acel moment acesta fiind acoperit și din extragerile din depozite și importuri.

În aceste condiții, o cantitate de 17 GWh a fost comercializată marți, 15 noiembrie 2022, cu livrare în ziua următoare, la un preț mediu de 550 lei/GWh. Atât prețul, cât și volumele tranzacționate, erau în creștere. În ziua precedentă fuseseră tranzacționați 13 GWh la un preț mediu

cu aproape 100 de lei/MWh mai mic, de 452 lei/MWh. În urmă cu 2 zile, fuseseră vânduți doar 8 GWh (cantitate de 2 ori mai redusă decât cea de miercuri) la un preț de 362 lei/MWh.

Majorarea consumului intern a făcut ca gazul importat din Bulgaria, prin punctul de interconectare de la Negru Vodă (aproximativ 30 GWh/zi pentru piața internă, restul de 13-33 GWh fiind reexportat către Ungaria) să fie alocat, alături de cantitățile extrase din depozite, acoperirii consumului curent, și nu înmagazinat ca până în acel moment. Vremea caldă de până la începutul săptămânii (luni, 14 noiembrie 2022) a favorizat înmagazinarea de gaze, gradul de umplere al depozitelor ajungând luni la un nivel record, de 98,35%, și anume 32,25 TWh. În pofida nivelului record al înmgazinărilor efectuate, România avea în continuare nevoie de importuri pentru echilibrarea sistemului național de transport (SNT).

Aminteam în capitolul anterior faptul că Miniștrii Energiei din toată Uniunea Europeană au stabilit spre sfârșitul lunii decembrie 2022 adoptarea unui plafon de 180 €/MWh, pentru tranzacțiile angro cu gaze naturale de pe piața de referință TTF de la Amsterdam, astfel încât să nu se mai ajungă la recordurile din anul 2022, mecanism care intra în vigoare de la 15 februarie 2023.

Plafonul *„flexibil”* la gaze naturale asupra căruia, după săptămâni de dezbateri, statele UE au convenit luni, 19 decembrie 2022[2], nu reprezintă propriu-zis o limită de preț, ci un mesaj transmis traderilor, potrivit căruia, chiar și în situație de criză, guvernele europene nu sunt dispuse să achite un preț mai mare cu 35 €/MWh decât cel de referință pentru gazele naturale lichefiate (GNL) de pe piețele globale. În cazul României, nu a existat niciodată în anul 2022 un interval de 3 zile consecutive în care prețul gazului pentru luna următoare de pe BRM să se situeze peste pragul de 180 €/MWh, de la care se activează mecanismul de corecție convenit de UE.

În cazul României, de exemplu, în perioada 21 decembrie 2021 - 20 decembrie 2022, au existat doar 9 zile în care prețul mediu forward al gazului pentru luna următoare a fost mai mare de 180 €/MWh (tabelul 8).

Tabelul nr. 8

Tranzacțiile cu gaze pentru luna următoare efectuate în anul 2022 pe BRM la preț superior plafonului de 180 €/MWh agreat de UE

Nr. crt.	Data	Instrument	Cantitatea (MWh)	Preț (lei/MWh)
1	26/08/2022	BRM_GAS_PHFM_09-2022	6.750	1.326,00
2	29/08/2022	BRM_GAS_PHFM_09-2022	1.110	1.243,15
3	23/08/2022	BRM_GAS_PHFM_09-2022	4.500	1.101,33
4	22/08/2022	BRM_GAS_PHFM_09-2022	1.500	1.100,00
5	28/09/2022	BRM_GAS_PHFM_10-2022	66.991	988,89
6	18/08/2022	BRM_GAS_PHFM_09-2022	34.560	964,17
7	27/09/2022	BRM_GAS_PHFM_10-2022	4.712	931,45
8	07/03/2022	BRM_GAS_PHFM_05-2022	775	918,00
9	27/07/2022	BRM_GAS_PHFM_08-2022	41.540	901,79

Sursa: BRM, 2022.

Din totalul de 4,124 TWh tranzacționați în tot anul 2022 prin acest instrument (forward pentru luna următoare), în cazul a doar 162,4 GWh (adică sub 4%), contractele s-au încheiat la un preț superior celui de 180 €/MWh.

Cel mai scump gaz pentru luna următoare s-a comercializat pe 26 august 2022, când 6,75 GWh de gaze cu livrare în luna septembrie s-au vândut cu 1.326 lei/MWh (adică 270 €/MWh), nivel apropiat de limita de 275 €/MWh propusă anterior de Comisia Europeană.

[2] Potrivit unui comunicat al Consiliului UE, un mecanism de corecție a pieței va fi activat în mod automat în cazul în care sunt îndeplinite simultan 2 condiții: prețul gazelor pentru luna următoare de pe cea mai importantă bursă de profil din Europa, cea olandeză TTF, depășește 180 €/MWh timp de trei zile lucrătoare, iar acesta este cu 35 €/MWh mai mare decât prețul de referință pentru gazele naturale lichefiate (GNL) pe piețele globale pentru aceleași trei zile lucrătoare (așa cum aminteam și anterior în lucrare).

Dacă luăm în calcule și celelalte tranzacții, nu numai cele pentru luna următoare, la care fac referire oficialii europeni, pe BRM s-au vândut prin diferite instrumente, atât pe piețele forward, cât și pe cele spot, o cantitate de 1,7 TWh la prețuri superioare celui de 180 €/MWh, din care, majoritatea, 1,5 TWh, pe piețele spot, mai volatile. Pe piețele forward doar 0,2 TWh s-au comercializat la prețuri mai mari de 180 €/MWh.

Raportat la consumul intern din perioada 21 decembrie 2021 - 20 decembrie 2022, de 101,2 TWh, potrivit datelor Transgaz, volumul tranzacționat pe BRM la preț superior *„plafonului”* pe care UE vrea să-l impună, începând cu data de 15 februarie 2023, reprezintă doar 1,6%.

Începutul anului 2023, pe fondul unor temperaturi mai ridicate pentru sezonul rece, precum și al unei cereri mai scăzute, prețurile gazelor tranzacționate pe BRM au fost relativ constant. Astfel, în luna ianuarie 2023, pentru gazele cu livrare în ziua următoare, cel mai mic preț de vânzare a s-a înregistrat pe 21 ianuarie 2023, de 259,52 lei/MWh, când s-a comercializat o cantitate de 10,2 GWh de gaze, iar cel mai mare preț de vânzare s-a înregistrat pe 4 ianuarie 2023, de 356,66 lei/MWh, când s-a comercializat o cantitate de 10,2 GWh de gaze, dintr-un total de 280,3 GWh de gaze tranzacționați pe această platformă în toată luna ianuarie 2023.

În mod similar, tot în luna ianuarie 2023, pentru prețul intraday, cel mai mic preț de vânzare s-a înregistrat pe 22 ianuarie 2023, de 245,81 lei/MWh, când s-a comercializat o cantitate de 11,99 GWh de gaze, iar cel mai mare preț de vânzare s-a înregistrat pe 3 ianuarie 2023, de 351,78 lei/MWh, când s-a comercializat o cantitate de 9,3 GWh de gaze, dintr-un total de 230 GWh de gaze tranzacționați intra zilnic pentru întreaga lună ianuarie 2023.

Acest trend favorabil s-a menținut și în luna februarie 2023. Astfel, pentru gazele cu livrare în ziua următoare, cel mai mic preț de vânzare s-a înregistrat luni, 21 februarie 2023, de 235,01 lei/MWh (în scădere față de luna ianuarie), când s-a comercializat o cantitate de 16,8 GWh de gaze, iar cel mai mare preț de vânzare s-a înregistrat pe 5 februarie 2023, de 305,38 lei/MWh, când s-a comercializat o cantitate de 8,3 TWh de gaze, dintr-un total de 352,9 GWh de gaze tranzacționați pe această platformă în toată luna februarie 2023.

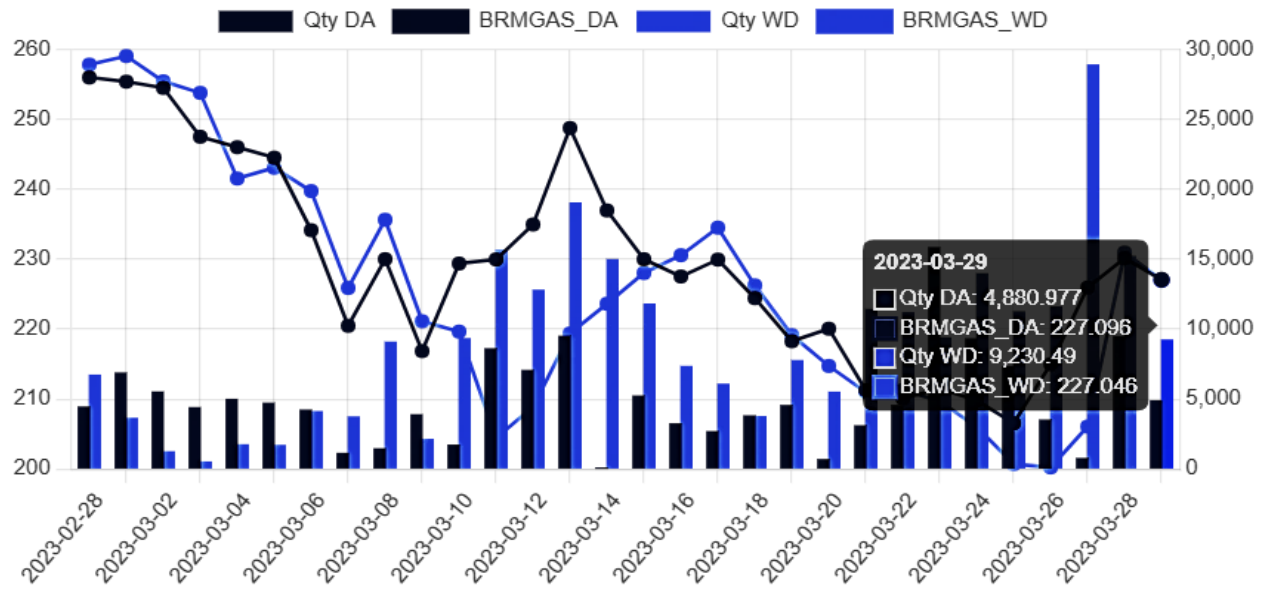
Asemănător, tot în luna februarie 2023, pentru prețul intra zilnic, cel mai mic preț de vânzare s-a înregistrat pe 19 februarie 2023, de 203,06 lei/MWh (de asemenea, în scădere față de luna ianuarie), când s-a comercializat o cantitate de 6,68 GWh de gaze, iar cel mai mare preț de vânzare s-a înregistrat joi, 9 februarie 2023, de 306,09 lei/MWh, când s-a comercializat o cantitate de 5,9 TWh de gaze, dintr-un total de 206 GWh de gaze tranzacționați intra zilnic pentru întreaga lună februarie 2023.

În fine, acest trend descendent s-a menținut și în luna martie 2023 (figura 23). Astfel, pentru gazele cu livrare în ziua următoare, cel mai mic preț de vânzare a s-a înregistrat pe 25 martie 2023, de 206,54 lei/MWh (în scădere față de luna februarie), când s-a comercializat o cantitate de 7,3 GWh de gaze, iar cel mai mare preț de vânzare s-a înregistrat miercuri, 1 martie 2023, de 255,46 lei/MWh, când s-a comercializat o cantitate de 6,9 GWh de gaze, dintr-un total de 142,8 GWh de gaze tranzacționați pe această platformă în toată luna februarie 2023.

În mod similar, tot în luna martie 2023, pentru prețul intraday, cel mai mic preț de vânzare s-a înregistrat pe 26 martie 2023, de 200,21 lei/MWh (de asemenea, în scădere față de luna februarie), când s-a comercializat o cantitate de 11,6 GWh de gaze, iar cel mai mare preț de vânzare s-a înregistrat miercuri, 1 martie 2023, de 259,12 lei/MWh (în scădere accentuată față de luna februarie), când s-a comercializat o cantitate de 3,6 GWh de gaze, dintr-un total de 263,9 GWh de gaze tranzacționați intra zilnic pentru luna martie 2023.

Figura nr. 23.

Evoluția prețului gazelor pe piețele pentru ziua următoare și intraday operate de BRM, în luna martie 2023



Sursa: BRM, 2023

Trebuie să facem și precizarea că pe piața forward de pe BRM, cu livrare în luna următoare, nu s-au efectuat în acest an decât 11 tranzacții, în cantitate totală de 26,3 GWh de gaze. Astfel, prețul cel mai mic s-a înregistrat marți, 21 martie 2023, de 210 lei/MWh, când s-au tranzacționat 3 GWH de gaze cu livrare în luna aprilie 2023, iar cel mai mare preț a fost înregistrat luni, 9 ianuarie 2023, de 352,59 lei/MWh, când s-au tranzacționat 3,8 GWh de gaze cu livrare în luna februarie 2023. Cea mai mare cantitate tranzacționata pe BRM pe piața forward a fost de 7,5 GWh, în ziua de luni, 20 martie 2022, comercializați la un preț de 212,2 lei/MWh, cu livrare tot în luna aprilie 2023.

Comparativ, pe cea mai importantă piață regională, cea austriacă CEGH de la Viena, în ultima săptămână a lunii martie 2023, prețul pentru gazul cu livrare în ziua următoare de luni, 27 martie 2023, cu livrare marți, a fost de 44,65 €/MWh, când s-au tranzacționat 413,2 GWh de gaze, iar prețul intra zilnic înregistrat a fost de 44,50 €/MWh.

În mod similar, tot în ultima săptămână a lunii martie 2023, prețul forward al gazelor cu livrare în luna aprilie 2023 tranzacționați pe hub-ul CEGH de la Viena a fost de 44,49 €/MWh în ziua de marți, 28 martie 2023, pentru o cantitate de 357,8 GWh de gaze. Totodată, prețul forward pentru gazele cu livrare în semestrul II al anului 2023 a atins 45,40 €/MWh în ziua de joi, 203 martie 2023, iar prețul forward pentru gaze cu livrare în anul 2024 a fost de 53,82 €/MWh, înregistrat tot în ziua de joi, pentru o cantitate de 35,1 GWh de gaze naturale.

2.2. Evoluția prețurilor gazelor naturale pe piața en-detaille

În același timp, din analiza datelor aflate pe platforma BRM (tabelul 9 și figura 24), și în cazul ***prețurilor pentru gazelor naturale livrate clienților finali***, în intervalul ianuarie 2021 – februarie 2022 (până la declanșarea războiului din Ucraina), s-a manifestat trendul ascendent înregistrat pe piața forward (așa cum a fost prezentat la începutul acestui capitol). Astfel, începând cu luna august 2021, cotațiile au depășit pragul de 200 lei/MWh, fiind de 215,88 lei/MWh în data de 6 august 2021.

Tabelul nr. 9

Cotații gaze naturale clienți finali în perioada ianuarie 2021 – februarie 2022

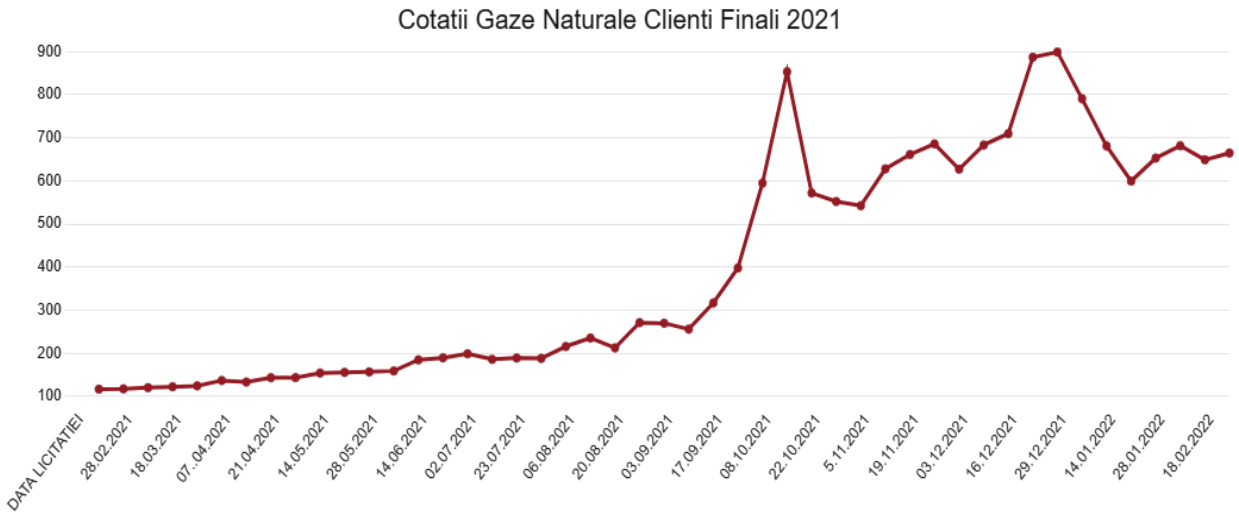
(lei/MWh)

Nr. crt.	Data	Prețul	Nr. crt.	Data	Prețul
1	30.01.2021	116,80	25	10.09.2021	256,05
2	28.02	117,52	26	17.09	316,79
3	11.03	120,24	27	24.09	397,83
4	18.03	122,33	28	08.10	594,84
5	25.03	124,42	29	15.10	825,96
6	07.04	136,83	30	22.10	571,77
7	14.04	133,31	31	29.10	552,11
8	21.04	143,34	32	05.11	542,39
9	28.04	143,59	33	12.11	627,84
10	14.05	154,25	34	19.11	661,18
11	21.05	155,67	35	24.11	685,68
12	28.05	156,80	36	03.12	627,03
13	07.06	159,04	37	10.12	683,13
14	14.06	184,75	38	16.12	709,57
15	21.06	189,49	39	23.12	886,81
16	02.07	198,89	40	29.12	898,80
17	16.07	185,90	41	07.01.2022	790,69
18	23.07	189,00	42	14.01	680,91
19	30.07	188,42	43	21.02	599,57
20	06.08	215,88	44	28.01	652,90
21	13.08	235,34	45	04.02	681,45
22	20.08	212,62	46	18.02	648,89
23	27.08	271,07	47	25.02	664,58
24	03.09	269,78			

Sursa: BRM, 2022.

Figura nr. 24.

Cotații gaze naturale clienți finali în perioada ianuarie 2021 – februarie 2022



Sursa: BRM, 2022

Ulterior, în luna septembrie, când s-a înregistrat prima creștere mai substanțială și pe plan european, a fost depășit pragul de 300 lei/MWh, fiind de 316,79 lei/MWh în data de 17 septembrie 2021, ajungând la 825,96 lei/MWh în ziua de 15 octombrie 2021, pentru ca să atingă un maxim de 898,80 lei/MWh la finalul anului, în 29 decembrie 2021. După acest moment, începutul anului 2022

a adus o calmare a prețurilor pentru clienții finali, scăzând la o valoare *„mai accesibilă”*, de 599,57 lei în urma finalizării tranzacțiilor din 21 februarie 2022.

După numai 3 zile, însă, joi, 24 februarie 2022, a izbucnit conflictual armat ruso-ucrainean, care a avut efecte imediate în piață, iar cei amenințați direct de aceste scumpiri au fost clienții finali ai furnizorilor de gaze naturale (tabelul 10 și figura 25). Rapid, pentru tranzacțiile încheiate în ziua următoare, respectiv, vineri, 25 februarie 2022, prețul gazelor livrate clienților finali a crescut brusc la 664,58 lei/MWh, iar imediat după aceasta, semnalele exterioare au inflamat piața gazelor, astfel că la numai o săptămâna, adică pe 5 martie 2022, prețul urcase vertiginos, până la 905,42 lei/MWh, preț nemaiîntâlnit până atunci în țara noastră.

Tabelul nr. 10

Cotații gaze naturale livrate către clienții finali în perioada februarie 2022 – ianuarie 2023

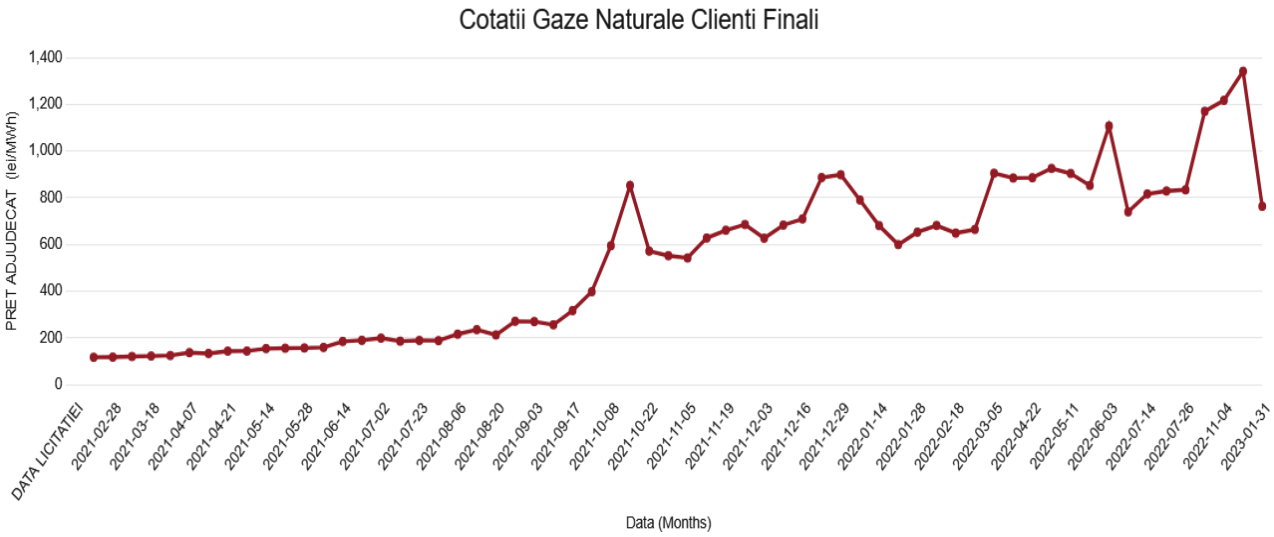
(lei/MWh)

Nr. crt.	Data	Prețul	Nr. crt.	Data	Prețul
1	25.02.2022	664,58	9	07.06	739,90
2	05.03	905,42	10	14.07	816,62
3	15.04	884,98	11	21.07	829,25
4	22.04	886,06	12	26.07	834,32
5	29.04	925,92	13	10.08	1.107,47
6	11.05	904,43	14	04.11	1.217,61
7	18.05	852,92	15	09.11	1.342,05
8	03.06	1.107,59	16	31.01.2023	763,56

Sursa: BRM, 2023.

Figura nr. 25.

Cotații gaze naturale clienți finali în perioada ianuarie 2021 – ianuarie 2023



Sursa: BRM, 2023

Situația s-a mai calmat puțin pentru o lună și jumătate, astfel că prețul pentru clienții finali a scăzut vineri, 15 aprilie 2022, la 884,98 lei/MWh, moment după care, din cauza semnalelor negative venite din piață (reducerea cantităților de gaze pe care Gazprom le livra către partenerii europeni, amenințarea cu stoparea livrărilor către anumiți clienți, cererea de achitare a gazelor numai în ruble, etc – toate enumerate deja în capitolele anterioare din lucrare), au condus la o nouă creștere accentuată a prețurilor. Astfel, vineri, 29 aprilie 2022, prețurile pentru clienții finali au

crescut la 925,92 lei/MWh, urcând la un *"spectaculos"* preț de 1.107,59 lei/MWh în ziua de vineri 3 iunie 2022.

După o scădere semnificativă, în plaja de 740-840 lei/MWh, pe timpul verii, ulterior, pe fondul reducerii ofertei de gaze din partea Gazprom și al accidentului produs la gazoductul Nord Stream în ziua de 26 septembrie 2022, precum și al reducerii livrărilor de gaze prin conducta TurkStream la începutul lunii noiembrie 2022, prețul gazelor livrate către clienții finali a început să urce în mod cu totul îngrijorător, atingând niveluri record pentru țara noastră (similar cu situația întâlnită și pe teritoriul european). Ca urmare, miercuri, 10 august 2022, prețul gazelor pentru gazele livrate către clienții finali a crescut la 1.107,47 lei/MWh, apoi vineri, 4 noiembrie 2022, cotația gazelor a urcat la 1.217,61 lei/MWh, pentru ca miercuri, 9 noiembrie 2022, prețul să înregistreze nivelul maxim istoric de 1.342,05 lei/MWh, asta și ca efect a temerii furnizorilor în urma intrării în vigoare a OUG 119 privind unele măsuri de protejare a populației față de creșterile nejustificate de prețuri la gaze și energie, dar și al obligării acestora la plata unui fond de solidaritate.

Mai târziu, pe fondul unor prognoze meteo favorabile, al unui grad ridicat de umplere e depozitelor de gaze și al reluării tranzitului de gaze către România prin conducta TurkStream (după reducerea temporară de la începutul lunii noiembrie 2022), prețurile gazelor naturale livrate către clienții finali au scăzut semnificativ, astfel că la finalul primei luni a anului 2023, mai precis în ziua de marți, 31 ianuarie 2023, prețul a coborât la 763,56 lei/MWh.

* * *

După cum aminteam la începutul acestui capitol, pentru contracararea efectelor dezastruoase ale creșterilor de prețuri la gazele naturale (și la energie electrică), inclusiv la nivelul țării noastre au fost luate o serie de măsuri care să atenueze pe cât posibil aceste efecte negative. În acest sens, în capitolul următor vom dezvolta aceste aspecte.

3. Măsuri de reducere a efectelor negative induse de creșterea prețurilor la gaze în România

Analiștii consideră că noua plafonare a prețurilor în energie aduce beneficii temporare pentru consumatori, dar și incertitudini suplimentare pentru piață[3]. Presiunile apărute pe piața energiei în anul 2021, care au generat creșterea accelerată a prețurilor, au dus la implementarea unor măsuri specifice în majoritatea țărilor europene, în principal pentru protecția consumatorilor. Și România a adoptat astfel de măsuri, în toamna anului trecut, cum ar fi plafonarea prețurilor la energie, compensarea parțială de către stat a facturilor la energie electrică și gaze naturale, însă acestea au fost gândite ca soluții temporare, pentru depășirea iernii, aplicabile până la sfârșitul lunii martie 2022.

Concret, Guvernul României a luat o serie de măsuri pentru protecția gospodăriilor și companiilor în contextul creșterilor semnificative ale prețurilor la energiei. În octombrie 2021, Guvernul României a aprobat Ordonanța de Urgență nr. 118/2021 pentru stabilirea unei scheme de compensare a consumului de energie electrică și gaze în perioada sezonului rece 2021-2022. Ordonanța prevedea acordarea unei compensări lunare pentru plata facturilor aferente consumului de energie electrică și gaze naturale pentru lunile noiembrie 2021-martie 2022. Schemele de sprijin s-au aplicat clienților casnici, IMM-urilor, spitalelor publice și private, instituțiilor academice și grădinițelor, ONG-urilor, instituțiilor religioase și furnizorilor publici și privați de servicii sociale.

Dar conflictul izbucnit la sfârșitul lunii februarie 2022 în Ucraina a adus noi provocări și a prelungit tensiunile în piața de energie. Pe baza acestor evoluții, suprapuse cu presiunile inflaționiste deja existente și cu avertismentele economiștilor cu privire la agravarea situației începând cu luna aprilie 2022, imediat după expirarea măsurilor privind plafonarea prețurilor la

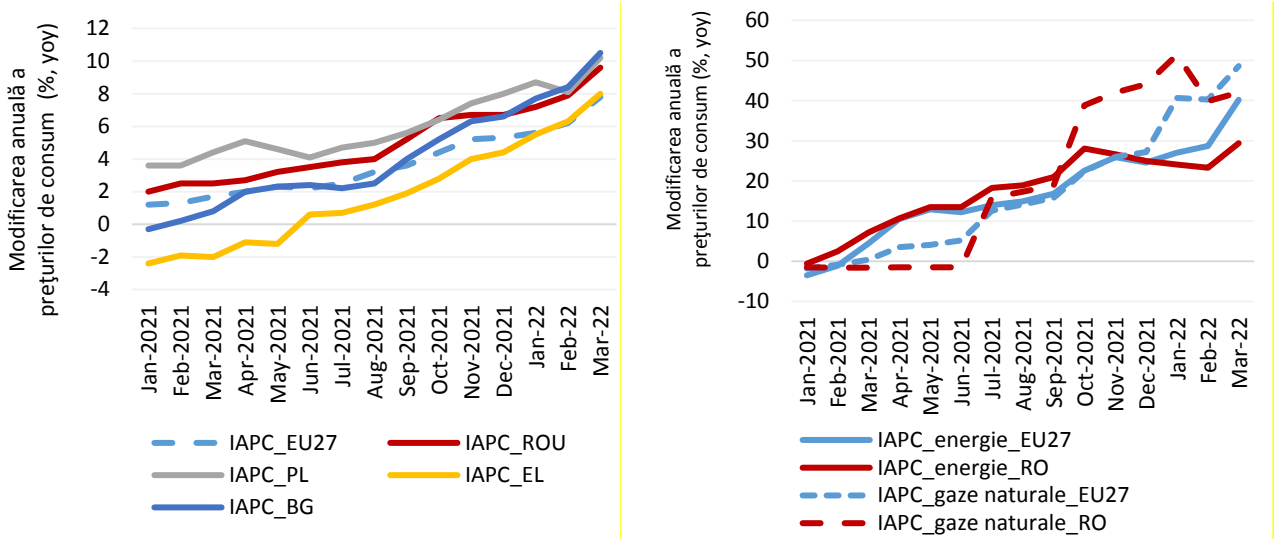
[3] https://www2.deloitte.com/ro/ro/pages/tax/articles/noua-plafonare-preturilor-energie-beneficii-temporare-pentru-consumatori-incertitudini-suplimentare-pentru-piata.html.

energie aplicabile în sezonul rece, autoritățile române au decis să adopte măsuri suplimentare pentru limitarea impactului facturilor la electricitate și gaze naturale asupra populației și firmelor. Astfel, guvernul a emis o nouă ordonanță de urgență pentru plafonarea tarifelor pentru consumatorii finali, care conține, însă, și o extindere a taxării pentru producătorii de energie electrică, atât în timp, cât și ca arie de aplicare.

De exemplu, în contextul funcționării suboptimale a lanțurilor valorice globale și volatilității crescute a cererii interne și externe, prețurile energiei au crescut semnificativ în a doua parte a anului 2021. Declanșarea războiului din Ucraina în februarie 2022 a accentuat presiunile asupra prețurilor energiei, în special al gazelor naturale (figura 26).

Figura nr. 26.

Modificarea prețurilor de consum și componentelor energie și gaze naturale[4]



Sursa: Eurostat, 2022

Ulterior, măsurile de protecție a consumatorilor au fost extinse prin Ordonanța de Urgență nr. 27/2022 pentru perioada aprilie 2022 – martie 2023. Măsurile au fost de asemenea extinse pentru a proteja toți agenții economici din România. Pentru susținerea veniturilor la buget s-a introdus o supratаxa prin Legea 259/2021 cu privire la plafonarea prețurilor și compensarea facturilor.

Legea prevede, de asemenea, ca venitul suplimentar realizat de producătorii de energie electrică rezultat din diferența dintre prețul mediu lunar de vânzare al energiei electrice și prețul de 450 lei/MWh să se impozitează cu 80%, cu excepția producătorilor de energie electrică pe bază de combustibili fosili, inclusiv cogenerare. Prevederea a fost preluată în noua ordonanță și a fost extinsă atât ca perioadă, cu un an, cât și ca arie de aplicabilitate, pentru toți producătorii de energie electrică, indiferent de sursă.

În același timp, a fost detaliată metodologia de calcul pentru acest impozit (aplicabil pe veniturile obținute din cantitățile vândute la prețuri mai mari decât plafoanele reglementate). În schimb, noul act normativ prevede exceptarea capacităților noi de producție, puse în funcțiune după 22 martie 2022, de la impozitul suplimentar, măsură care ar putea compensa parțial lipsa de predictibilitate și ar stimula investițiile în domeniu, atât de necesare.

Noua reglementare (OUG 27/2022) a apărut cu doar câteva zile înainte de expirarea măsurilor similare adoptate în toamna anului 2021, pe fondul temerilor cu privire la explozia tuturor prețurilor din economie în situația revenirii la tarifele de piață pentru energie și gaze naturale. De altfel, din această perspectivă, și Banca Națională României a avertizat, în cele mai recente comunicări, că se așteaptă la o accelerare a inflației începând cu luna aprilie 2022. De altfel, acest fenomen s-a înregistrat și anterior acestui anunț.

[4] IAPC - Indicele armonizat al prețurilor de consum.

Concret, ultimă Ordonanță impune noi plafoane de preț pentru consumatori (tabelul 11).

Tabelul nr. 11

Noile plafoane ale prețurilor reglementate pentru consumul de energie electrică și gaze în România, conform OUG 27/2022

Domeniul	Prețul maximal	Cota de consum compensată	Beneficiarul compensării
Energie electrică	0,68 lei/kwh	0 - 100 kwh	Clienți casnici
	0,80 lei/kwh	100,01 – 300 kwh, pentru un consum lunar care este de maximum 255 kWh	Clienți casnici
	1,00 lei/kwh	pentru 85% din consumul mediu lunar realizat la locul de consum în anul 2021	Întreprinderi mici și mijlocii
Gaze naturale	0,31 lei/kwh	Indiferent de consum	Clienți casnici
	0,37 lei/kwh	Pentru consum anual în anul 2021 de cel mult 50.000 MWh	Clienți non-casnici

Sursa: Guvernul României, 2022.

Astfel, în domeniul energiei electrice, pentru consumul realizat în perioada 1 aprilie 2022 - 31 martie 2023, prețul final facturat de către furnizorii de energie electrică/operatorii de distribuţie de energie electrică care asigură revânzarea energiei electrice este maximum 0,68 lei/kWh, cu TVA inclus, în cazul clienţilor casnici al căror consum mediu lunar este mai mic sau egal cu 100 KWh, de maximum 0,8 lei/kWh, cu TVA inclus, în cazul clienţilor casnici al căror consum mediu lunar este cuprins între 100 kWh şi 300 KWh inclusiv şi de maximum 1 leu/kWh, cu TVA inclus, în cazul clienţilor non casnici.

În domeniul gazelor natural, pentru consumul realizat în perioada 1 aprilie 2022 - 31 martie 2023, prețul final facturat de către furnizorii de gaze naturale este maximum 0,31 lei/kWh, cu TVA inclus, în cazul clienţilor casnici şi maximum 0,37 lei/kWh, cu TVA inclus, în cazul clienţilor non casnici al căror consum anual de gaze naturale realizat în anul 2021 la locul de consum este de cel mult 50.000 MWh.

Ulterior, Parlamentul României a adoptat Legea nr. 357 din 13 decembrie 2022 privind aprobarea Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 119/2022 pentru modificarea și completarea Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022-31 martie 2023, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei.

3.1. Impactul asupra jucătorilor din piață

Plafonarea tarifelor va avea cu siguranță un impact pozitiv asupra consumatorilor în perioada de aplicare. În același timp, măsura, care se dorește a fi provizorie, ar putea avea efecte pe termen lung asupra companiilor din domeniu, în funcție de abilitatea acestora de a gestiona măsurile impuse de autorități.

Pentru companiile implicate, în special distribuitori, impactul depinde de modul și de momentul în care vor fi aplicate măsurile de compensare din partea statului (pentru diferența dintre prețul de achiziție, la nivelul pieței, și cel de vânzare, plafonat) prevăzute în ordonanță. Conform reglementării, pentru clienții casnici, compensările se acordă din bugetul Ministerului Muncii și Solidarității Sociale, iar pentru clienții non-casnici, din bugetul Ministerului Energiei, dar depinde și de cât de bine va funcționa acest mecanism de compensare. Întârzierile în recuperarea sumelor respective vor pune o presiune ridicată pe disponibilitățile financiare ale distribuitorilor, cu impact asupra solvabilității acestora.

În același timp, impozitul suplimentar impus producătorilor de electricitate va afecta profitabilitatea acestora și capacitatea de a investi, într-o perioadă în care independența energetică, imposibil de obținut fără investiții suplimentare, este tot mai des invocată la nivel european și local.

Din perspectiva bugetului de stat, acesta este afectat în ambele sensuri: costuri cu susținerea distribuitorilor, respectiv compensațiile pe care statul va trebui să le acorde în contul plafonării prețurilor, dar și venituri din impozitul suplimentar de 80%. În plus, rămâne de văzut și cum vor influența aceste măsuri consumul de energie, economia în ansamblu și, în consecință, veniturile bugetare conexe din taxele aferente (TVA, accize, impozit pe profit etc.).

3.2. Perspectivele pe termen lung, în contextul conflictului din Ucraina

Dacă, în toamna anului trecut, planurile pe termen lung ale UE și cele ale României cu privire la viitorul energetic al blocului comunitar erau construite în jurul Pactului Verde European (Green Deal), respectiv tranziția către economia verde, contextul geopolitic actual amână, cel puțin pentru moment, măsurile anunțate în această direcție. În consecință, instituțiile europene, dar și statele membre la nivel individual, caută soluții pentru a-și limita dependența energetică de Rusia, provocare care se suprapune cu cea care implică protecția consumatorilor în fața scumpirilor.

Astfel, un acord cu SUA pentru furnizarea de GNL în UE, amânarea planurilor de închidere a termocentralelor pe cărbune în anumite state, obligativitatea constituirii unor stocuri de gaze pentru iarna următoare (la prețuri avantajoase negociate de un grup operativ constituit la nivelul UE) sunt doar câteva din soluțiile vehiculate în prezent (după cum mai arătat anterior).

În România, una dintre soluțiile discutate intens în această perioadă pentru a reduce dependența energetică de Rusia este cea referitoare la exploatarea gazelor din Marea Neagră (asupra acestui subiect vom reveni într-un alt capitol). Însă legea offshore, adoptată în urmă cu aproape patru ani, conține o serie de prevederi care limitează interesul investitorilor pentru dezvoltarea unor proiecte în zonă, iar modificările promise de autorități în repetate rânduri întârzie să apară.

În plus, în contextul conflictului care se derulează inclusiv în zona Mării Negre, este posibil ca planurile de explorare și exploatare să fie amânate până la clarificarea situației. Pe de altă parte, recent au fost mărite capacitățile de producție ale centralelor termice pe cărbune. Energia nucleară reprezintă, de asemenea, o alternativă viabilă, astfel că este necesară finalizarea reactoarelor de la Cernavodă, iar dezvoltarea altor capacități similare ar putea deveni prioritară.

Rămâne de văzut dacă măsurile recent adoptate se înscriu într-o strategie mai amplă, pe care autoritățile o au în vedere pentru a rezolva problemele de fond ale pieței din România, astfel încât să asigure independența energetică, mai necesară ca oricând în actualul context al conflictului din Ucraina și al relațiilor tot mai tensionate dintre UE și Rusia, cel mai mare furnizor de gaze naturale al UE, cu peste 40% din importurile totale. Nu avem însă, în prezent, clarificări din partea autorităților pe această temă, ceea ce indică faptul că, deocamdată cel puțin, nu există o astfel de strategie.

Așadar, această nouă reglementare pare a rezolva o urgență de moment (protejarea consumatorului), în timp ce ridică numeroase semne de întrebare pentru perioada care urmează. Vor rămâne aceste măsuri temporare sau se vor permanentiza? Vor fi încurajate investițiile în energie, respectiv producția internă, în contextul fluctuațiilor din piețelor europene și al viitorului incert? Pe ce va pune România accent pentru a acoperi deficitul de energie – gaze naturale, energie nucleară, cărbune? Ce se va întâmpla cu planurile de tranziție către energia și economia verde? Implicațiile și consecințele sunt, și de data aceasta, incerte, iar piața rămâne tensionată în lipsa unei viziuni pe termen mediu și lung cu privire la politica energetică națională.

Este evident că legislația națională în domeniul energiei rămâne fragmentată, bazată pe soluții de moment, care tratează efectele, și nu cauzele majorării prețurilor, și care induce noi provocări pentru companiile implicate, fără a oferi o minimă predictibilitate pe termen mediu și lung. În aceste condiții, jucătorii din domeniu și publicul larg așteaptă în continuare o strategie energetică națională care să cuprindă, în linii mari, soluții care să trateze cauzele scumpirilor, măsuri care să stimuleze producția internă și planuri concrete de aprovizionare pentru necesarul suplimentar. Fără

a urma un *„fir roșu”* al strategiei, orice noi măsuri în domeniul energetic vor fi lipsite de coeziune și complementaritate, astfel că soluțiile de moment pot reprezenta, de fapt, noi obstacole în obținerea independenței energetice.

4. Concluzii finale

În ultimi ani au fost sesizate sute de situații neadecvate de funcționare a pieței de energie și gaze, abuzuri, manipulări, politici energetice, economice și sociale neadecvate etc, avertizând iminenta criză la care se va ajunge în sistemul energetic, fiind necesare diverse soluții pentru a preîntâmpina sau diminua efectele unor situații de crize care erau previzibile.

Inițial s-a indus idea că vinovatul este CO_2, adică creșterea prețului certificatelor de CO_2 determină scumpirile de pe piața de energie. Dar certificatele CO_2 nu au nimic cu scumpirile la gaze, unde este marea problemă a consumatorilor – creșteri de peste 100%. Certificatele de CO_2 au creat scumpiri, însă, pe piața de energie electrică de cca 4%, adică nici aici nu reprezintă cauza principală.

Cauzele creșterilor de prețuri de pe piața de gaze sunt mai multe. Prima este Gas Release Program (GRP), care a adus în România un preț la gaze cu minim 5% sub prețul gazelor din Europa de est (tranzacționate pe Bursa CEGH de la Viena), începând cu luna iunie 2020, astfel unii furnizorii au înțeles ca acest program le oferă posibilitatea de a face un profit considerabil și au achiziționat gaze naturale din România și le-au exportat în țări în care se aplica prețul de la Viena (Ungaria, Austria).

Apoi, exportul gazelor naturale prin contracte pe termen mediu și lung, pe de o parte, și importul pe perioade scurte la prețuri spot, pe de altă parte. Din acest punct de vedere, GRP a fost o măsură care a determinat creșterea importurilor de gaze. Mai mult, gazele exportate s-au achiziționat pe bază de contracte anuale, adică la prețurile stabilite în anul 2020 cu livrare pentru anul 2021, în timp ce importurile sunt achiziționate spot, în funcție de cererea imediată, la prețuri mai mari.

În al treilea rând, cererea mult mai mare decât oferta. Chiar dacă această situație este generată de declinul natural al zăcămintelor de gaze din țara noastră, el vine și pe fondul unei creșteri a cererii ”forțate” prin politici neadecvate de ”racordări gratuite”. În vara anului 2021, cantitățile puse pe piață au fost cantități mici, fapt care a ”simulat” o continuă discrepanță între cerere și ofertă. Această situație s-a prelungit aparent inexplicabil timp de 3 luni, dar nu oricare luni, ci luni de vară. Este o altă cauză care a determinat creșterea prețului la gazele tranzacționate pe bursă.

O altă cauză sunt politicile publice neadecvate, de creștere a cererii de gaze naturale în contextul lipsei efective a resursei de gaze, și de stimulare a importurilor, precum și schimbarea rutelor de gaze din Europa de Sud-Est, odată cu sistarea livrărilor din Ucraina în Sudul Europei și, implicit, modificările aduse în acoperirea cu surse a determinat și modificări importante în nivelul prețurilor gazelor importate în România. Efectele acestor scumpiri au fost creșteri de preț ale mărfurilor, creșteri cuprinse între 25 – 140%, iar sărăcia energetică se estima că va crește de la 17,5% la cca 42%.

În aceste condiții, legea consumatorului vulnerabil, este o măsură necesară, dar infimă față de situația dezastruoasă de pe piața gazelor. Ca prim efect, problema principală se găsea la nivelul societăților comerciale, în special la nivelul celor pentru care energia reprezintă o componentă importantă în costul de producție. În câteva luni firmele, după ce vor înregistra stocuri, urmare a creșterii prețului produselor lor, își vor închide porțile și vor începe disponibilizările, iar în acest mod se va pune un accent puternic asupra bugetului național pe de o parte prin reducerea veniturilor, și, pe de altă parte, prin creșterea cheltuielilor.

Din aceste considerente, și în țara noastră, Guvernul României (în luna martie 2022) și, respectiv, Parlamentul României (în decembrie 2022) au adoptat două Ordonanțe de Urgență și, respectiv, o Lege în vederea asigurării în plan economic și social a unui nivel ridicat de protecție a vieții, sănătății și securității consumatorilor, precum și necesitatea garantării dreptului acestora cu

privire la implementarea măsurilor de sprijin stabilite prin norme de nivel primar în scopul asigurării unei mai bune funcționalități a pieței de energie și a unui nivel înalt de protecție a consumatorilor cu privire la practicile comerciale, care pot aduce atingere intereselor economice ale acestora, printr-o protecție mai mare a consumatorilor.

În concluzie, autoritățile statului român trebuie să dea strategiei energetice naționale importanța și urgența momentului, fiind necesare dezbateri publice care să capteze idei inovatoare și critici constructive. Implementarea ulterioară a strategiei trebuie să permită României să își folosească potențialul ridicat, comparativ cu alte țări europene, astfel încât să devină independentă din punct de vedere energetic.

BIBLIOGRAFIE

1. Agenția Națională pentru Resurse Minerale, Retrieved from https://www.namr.ro/home/.
2. Bădin, D. (2022), *Noua plafonare a prețurilor în energie – beneficii temporare pentru consumatori, incertitudini suplimentare pentru piață*, Deloitte România, 29 Martie. Retrieved from https://www2.deloitte.com/ro/ro/pages/tax/articles/noua-plafonare-preturilor-energie-beneficii-temporare-pentru-consumatori-incertitudini-suplimentare-pentru-piata.html.
3. Bulearcă, Marius (2022a), *Valorificarea eficientă a resurselor de hidrocarburi din România prin interconectarea sistemelor naţionale de transport cu cele similare din ţările vecine*, CEIS, 2022.
4. Bulearcă, Marius (2022b), *How Romania may benefit from the natural gas resources' offshore exploitation of the Black Sea Romanian continental shelf,* Conferința internațională ESPERA 2022 "Constraints and opportunities in shaping the future. New approaches to economics and policy making", organizată de INCE, 24-25 Noiembrie 2022, București, România (acceptat pentru publicare în Springer Nature, 2023).
5. Bursa Română de Mărfuri (BRM), *Piața GasForward,* Retrieved from https://www.brm.ro/piata-forward-gn/.
6. Bursa Română de Mărfuri (BRM), *Piața SPOT*, Retrieved from https://www.brm.ro/piata-spot-gn/.
7. Guvernul României – Ministerul Economiei, Energiei și Mediului de Afaceri (2020), *Strategia energetică a României 2020–2030 cu perspectiva anului 2050*, Proiect, August.
8. Guvernul României (2022), *Ordonanță de Urgență nr. 27 din 18 martie 2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022-31 martie 2023, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei*, Monitorul Oficial nr. 274 din 22 martie 2022. Retrieved from https://legislatie.just.ro/Public/DetaliiDocument/252777.
9. Guvernul României – Ministerul Energiei (2023), *Proiectul Strategiei Naționale a Hidrogenului și Planul de Acțiune pentru implementarea sa 2023-2030*, 31 Mai.
10. Institutul Național de Statistică, www.insse.ro.
11. Parlamentul României (2022). Legea nr. 357 din 13 decembrie 2022 *privind aprobarea Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 119/2022 pentru modificarea și completarea Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022-31 martie 2023, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei*, Monitorul Oficial nr. 1198 din 13 decembrie 2022. Retrieved from https://legislatie.just.ro/Public/DetaliiDocumentAfis/262447.
12. SN OMV Petrom SA (2023), *Raportul Anual 2022*.
13. SNGN Romgaz SA (2023), *Raportul consolidat al Administratorilor 2022*.
14. SNTGN Transgaz SA (2022), *Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale, 2022-2031*.
15. SNTGN Transgaz SA (2023), *Raportul Administratorilor pe anul 2022, consolidat.*