



MINISTERUL EDUCAȚIEI ȘI CERCETĂRII
UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI

B-dul. București nr. 39, 100680, Ploiești, România, www.upg-ploiesti.ro

Telefon +40 244 573 171

Fax +40 244 575 847



INSTITUȚIA ORGANIZATOARE DE STUDII UNIVERSITARE DE
DOCTORAT UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI
DOMENIUL FUNDAMENTAL – ȘTIINȚE INGINEREȘTI
DOMENIUL DE DOCTORAT – MINE, PETROL ȘI GAZE

TEZĂ DE DOCTORAT

CONTRIBUȚII PRIVIND STABILIREA PREȚULUI GAZELOR NATURALE LA NIVEL MONDIAL

Autor: Artemis AIDONI

Conducător științific: Prof.univ.dr.ing. Lazăr AVRAM

Ploiești 2025



MINISTERUL EDUCAȚIEI ȘI CERCETĂRII
UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI

B-dul. București nr. 39, 100680, Ploiești, România, www.upg-ploiesti.ro

Telefon +40 244 573 171

Fax +40 244 575 847



INSTITUȚIA ORGANIZATOARE DE STUDII UNIVERSITARE DE
DOCTORAT UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI
DOMENIUL FUNDAMENTAL – ȘTIINȚE INGINEREȘTI
DOMENIUL DE DOCTORAT – MINE, PETROL ȘI GAZE

TEZĂ DE DOCTORAT

CONTRIBUȚII PRIVIND STABILIREA PREȚULUI GAZELOR NATURALE LA NIVEL MONDIAL

CONTRIBUTIONS REGARDING WORLDWIDE NATURAL GAS PRICE FORMATION

Autor: Artemis AIDONI

Conducător științific: Prof.univ.dr.ing. Lazăr AVRAM

Nr. Decizie 528 din 10.07.2025

Comisia de doctorat:

Președinte	Conf.univ.habil.dr.ing Cristian Nicolae EPARU	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești
Conducător științific	Prof.univ.dr.ing. Lazăr AVRAM	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești
Referent oficial	Prof.univ.dr.ing. Sorin Mihai RADU	de la	Universitatea din Petroșani
Referent oficial	Prof.univ.habil.dr.ing. Florin-Dumitru POPESCU	de la	Universitatea din Petroșani
Referent oficial	Conf.univ.dr.ing ALIN DINIȚĂ	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești

Ploiești 2025

CUPRINS

1. INTRODUCERE	2
2. MECANISMELE DE FORMARE A PREȚURILOR GAZELOR NATURALE	3
2.1 Tipurile de mecanisme de formare	3
2.2 Paralela dintre GOG și OPE	5
2.3 Relația dintre prețul petrolului și gazele naturale	6
3. HUB-URILE EUROPENE DE GAZE NATURALE ȘI ROLUL ACESTORA ÎN STABILIREA PREȚURILOR GAZELOR NATURALE	9
3.1 Prezentarea huburilor europene și evoluția lor	9
3.2 Caracteristicile unui centru de schimb de gaze	11
3.3 Calcule de corelare și cauzalitate între hub-uri.....	13
4. ANALIZA MODELELOR DE CALCUL A PREȚULUI DE REFERINȚA A GAZELOR NATURALE LA NIVEL MONDIAL	16
4.1 Metode folosite pentru calculul prețului de referință pentru piețele internaționale	16
4.2 Metode folosite pentru calculul prețului de referință pentru piețele europene....	18
5. MODELE DE CALCUL APLICATE PENTRU ROMÂNIA.....	21
5.1 Piața gazelor naturale din România	21
5.2. Resurse neconvenționale; cazul gazelor de șist.....	22
5.3. Metodologia și algoritmul de calcul al prețului de referință al gazelor naturale extrase în România	24
5.4 Impactul metodologiei de stabilire a prețului de referință: Studiu comparativ România – Austria.....	27
5.5 Propuneri de calcul al prețului de referință a gazelor în România	29
5.6 Concluzii asupra variantelor de calcul.....	30
6. UTILIZAREA INTELIGENȚEI ARTIFICIALE	35
7. CONCLUZII, CONTRIBUȚII PERSONALE ȘI DIRECȚII VIITOARE	36
BIBLIOGRAFIE	41

1. INTRODUCERE

Gazele naturale joacă un rol esențial în sectorul energetic actual, datorită versatilității, emisiilor reduse de carbon și potențialului de sprijinire a tranziției către surse regenerabile. Creșterea cererii globale și schimbările geopolitice au accentuat importanța aspectelor legate de securitatea aprovizionării, mecanismele de formare a prețurilor și utilizarea resurselor neconvenționale. Astfel, analiza factorilor care influențează piața gazelor și optimizarea metodelor de stabilire a prețurilor devin teme de mare actualitate, inclusiv pentru România.

Piața globală a gazelor naturale a evoluat de la contractele indexate la petrol la o competiție mai directă între participanți, însă liberalizarea nu s-a desfășurat uniform. În Europa, hub-uri precum TTF și NBP s-au impus ca referințe, în timp ce altele sunt în proces de consolidare. În România, piața gazelor este marcată de scăderea producției din resursele convenționale și de intervenții legislative, cu un impact asupra competitivității. În plus, resursele neconvenționale, cum sunt gazele de șist, au generat dezbateri privind fezabilitatea economică și impactul asupra mediului.

O problemă centrală este metodologia de stabilire a prețurilor, care în România este legată de cotațiile bursei CEGH din Austria. Acest sistem poate genera discrepanțe între prețurile internaționale și cele interne, afectând atât producătorii, cât și sistemul fiscal.

Un alt aspect esențial este impactul tehnologiilor moderne de extracție asupra pieței gazelor. Noile metode de foraj și fisurare (fracturare) hidraulică, inclusiv alternative mai ecologice precum fisurarea electrică sau utilizarea spumei de CO₂ și N₂, pot ajuta România să gestioneze declinul zăcămintelor mature și să își valorifice mai eficient resursele.

Un element inovator al acestei lucrări este integrarea inteligenței artificiale în analiza pieței gazelor naturale. Factori geopolitici, macroeconomici și meteorologici influențează semnificativ prețurile, iar tehnologiile de învățare automată, precum rețelele neuronale și deep learning, pot îmbunătăți prognozele.

Lucrarea este structurată astfel încât să acopere toate aceste aspecte. Primele capitole analizează mecanismele de formare a prețurilor și rolul hub-urilor europene, iar următoarele compară diferite modele internaționale de calcul al prețului de referință. În centrul tezei, se regăsește o analiză detaliată a pieței românești, cu accent pe potențialul gazelor de șist și pe limitele actualului sistem de stabilire a prețurilor. Sunt explorate scenarii alternative, inclusiv ajustarea formulelor de calcul pentru a reflecta mai bine realitățile pieței.

Capitolul privind inteligența artificială oferă o perspectivă aplicată asupra utilizării algoritmilor avansați pentru prognoza prețurilor și consumului de gaze, demonstrând avantajele

acestora față de modelele tradiționale. În final, lucrarea sintetizează concluziile și direcțiile de cercetare, subliniind necesitatea unui cadru de reglementare transparent, a unei politici investiționale coerente și a unor mecanisme de preț mai bine adaptate.

Această teză își propune să ofere atât o analiză teoretică a pieței globale a gazelor naturale, cât și soluții concrete pentru România, unde alinierea prețurilor la realitățile economice și valorificarea resurselor interne sunt esențiale.

2. MECANISMELE DE FORMARE A PREȚURILOR GAZELOR NATURALE

2.1 Tipurile de mecanisme de formare

Uniunea Internațională a Gazelor (IGU), fondată în 1931 și reprezentând peste 90% din piața globală, oferă o clasificare detaliată a mecanismelor de stabilire a prețurilor pentru gazele naturale, evidențiind nouă metode distincte care reflectă diversele modalități de negociere și stabilire a prețurilor, de la indexarea la prețul petrolului (OPE) la tranzacțiile bazate pe interacțiunea directă a cererii și ofertei (GOG), până la acordurile bilaterale (BIM) sau la determinarea prețului pe baza valorii produsului final (NET). În plus, sunt incluse și mecanismele reglementate precum RCS, RSP și RBC, precum și situațiile în care gazele sunt oferite gratuit (NP) sau nu dispun de date (NK). Totodată, în fiecare țară, consumul de gaze provine din surse variate – producția internă, importurile prin conducte și cele prin gaz natural lichefiat (GNL) – astfel încât analiza prețurilor se realizează pe cinci categorii diferite de aprovizionare.

În perioada 2005–2023, s-a observat o schimbare majoră în modul de formare a prețurilor la nivel global, cu o creștere a ponderii mecanismului GOG, de la 31,4% la 50%, și o scădere a celor bazate pe OPE, de la 24% la 18%. Această tranziție marchează o evoluție de la sistemele reglementate către mecanisme bazate pe piața liberă, proces accelerat de liberalizarea sectorului și de dezvoltarea hub-urilor de tranzacționare, care facilitează tranzacțiile spot și contractele pe termen lung. Figura 2.1 ilustrează clar această schimbare în structura prețurilor pe consumul total de gaze.

Analiza regională dezvăluie diferențe semnificative între Europa, Asia și America Latină. În Europa, de exemplu, reformele legislative și dezvoltarea infrastructurii de tranzacționare au condus la o dominare a mecanismului GOG, importurile fiind în mare parte tranzacționate pe bază de prețuri determinate pe piața liberă, în timp ce OPE a dispărut aproape complet în regiunile din Europa de Nord-Vest și Centrală. În Europa GOG reprezintă

aproximativ 84% din mecanismele utilizate, în contrast cu Asia, unde OPE predomină cu peste 70%, și cu America Latină, unde există un mix între GOG, OPE și mecanisme reglementate.

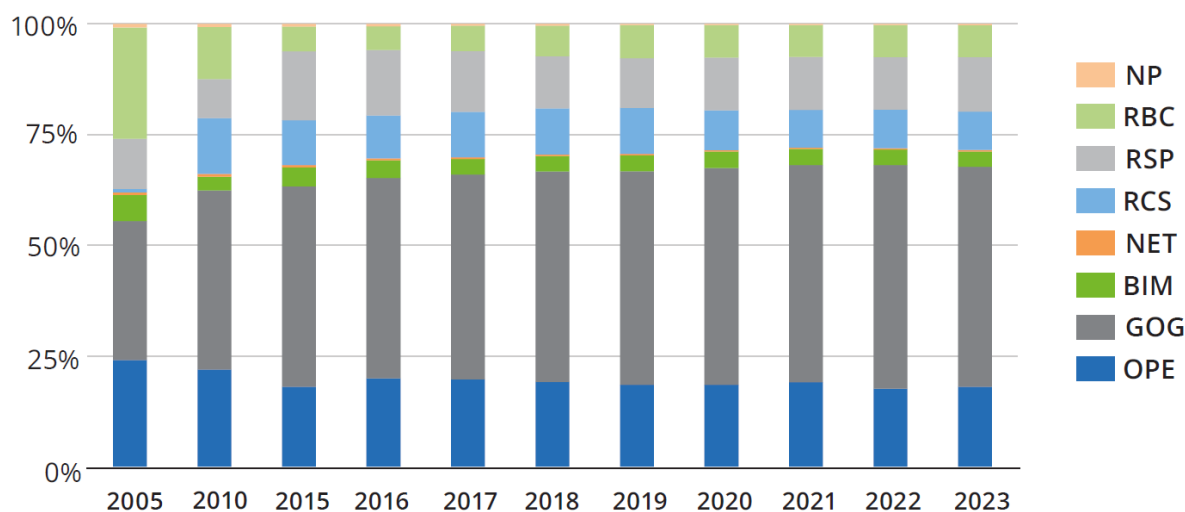


Fig. 2.1. Formarea prețurilor la nivel mondial 2005 până în 2023 – consum total

În state precum Norvegia, Regatul Unit și Olanda, producția internă este aproape exclusiv tranzacționată prin mecanisme GOG, reflectând o evoluție clară de la contractele tradiționale indexate la petrol către tranzacțiile bazate pe prețurile hub-urilor de gaze. În paralel, importurile, care anterior erau dominate de OPE, au trecut treptat la formule hibride sau complet indexate la gaz, pe măsură ce hub-urile și tranzacțiile spot au devenit din ce în ce mai atractive.

Această transformare nu este doar o chestiune de ajustări economice, ci reflectă și o reconfigurare a relațiilor de putere între producători, importatori, consumatori și autoritățile de reglementare. În unele state, mecanismele tradiționale, cum ar fi BIM, rămân relevante datorită negocierilor bilaterale între entități dominante, adesea controlate de guvern, iar politica energetică internă continuă să influențeze semnificativ modul de stabilire a prețurilor. De exemplu, în anumite regiuni asiatice, contractele de import pe termen lung rămân indexate la prețul petrolului, iar în America Latină intervențiile guvernamentale determină adesea utilizarea mecanismelor reglementate pentru a oferi prețuri sub cost ca măsură de subvenționare.

Schimbările recente, cum ar fi șocurile de preț din 2022, au accentuat dinamica prețurilor la nivel global, iar ajustările din piețele din India și Europa ilustrează modul în care deciziile politice și condițiile de piață pot influența rapid distribuția mecanismelor de stabilire a prețurilor. În timp ce în Europa, de exemplu, infrastructura robustă de conducte și terminale GNL a permis o adaptare rapidă și menținerea competitivității prin GOG, în alte regiuni evoluțiile s-au manifestat mai lent, păstrându-se încă elemente ale sistemelor tradiționale.

Astfel, analiza mecanismelor de stabilire a prețurilor oferă o imagine complexă și dinamică a industriei gazelor naturale, unde fiecare schimbare tehnologică, legislativă sau geopolitică se reflectă într-o reconfigurare a modalităților de tranzacționare. Transformarea continuă, nu este doar rezultatul unor evoluții economice, ci și al unei schimbări de paradigmă în relațiile internaționale, unde liberalizarea și dezvoltarea infrastructurii joacă un rol esențial în redefinirea peisajului energetic global. Totodată, aceste schimbări punctează importanța adaptării la condițiile pieței și nevoia de flexibilitate în strategii, subliniind că, indiferent de mecanismul ales, stabilirea prețurilor la gaze naturale rămâne un proces complex, în permanentă evoluție.

2.2 Paralela dintre GOG și OPE

O paralelă între GOG și OPE evidențiază diferențele fundamentale între un sistem în care prețul gazului se formează liber, în funcție de cerere și ofertă, și unul în care acesta este legat de prețul petrolului sau al altor produse petroliere. De la început, OPE s-a impus pe piețele de gaz, care erau la acea vreme imature și lipsite de lichiditate, datorită familiarității operatorilor cu dinamica petrolului și a interconexiunii strânse dintre cele două produse. Această metodă a oferit stabilitate și predictibilitate prin contracte pe termen lung, însă a devenit din ce în ce mai puțin relevantă pe măsură ce piețele au evoluat și au căutat o mai mare flexibilitate.

Pe măsură ce infrastructura de tranzacționare s-a dezvoltat, în special în Europa și America de Nord, GOG a câștigat teren prin transparență, adaptabilitate și lichiditate crescută. Tranziția de la OPE la GOG se manifestă diferit în funcție de categoriile de consum: în producția internă, creșterea GOG a fost accentuată de schimbările din anumite regiuni, iar în importurile prin conducte, această tendință este predominantă în Europa, unde renegocierea contractuale și hub-urile de tranzacționare au facilitat adaptarea la un sistem bazat pe GOG. În același timp, importurile de GNL au înregistrat fluctuații, dar evoluția recentă indică o contribuție semnificativă a acestora la extinderea mecanismului GOG. În anumite zone, cum ar fi Asia, se menține încă o parte importantă a activității bazate pe OPE, reflectând o situație mixtă în care unele țări se adaptează treptat la noile realități ale pieței. Pe termen lung, se preconizează că GOG va consolida poziția de mecanism dominant în comerțul internațional cu gaze naturale, însă coexistența celor două metode va rămâne o reflectare a diversității și complexității nevoilor pieței globale.

2.3 Relația dintre prețul petrolului și gazele naturale

Relația dintre prețul petrolului și gazele naturale reprezintă o componentă esențială pentru înțelegerea mecanismelor de formare a prețurilor pe piețele energetice. De-a lungul timpului, s-a observat o legătură istorică puternică între aceste două resurse, însă studiile recente subliniază și perioade de decuplare, în care diverși factori geopolitici, sezonieri, tehnologici sau structurali determină variații semnificative în corelația dintre ele. În literatura de specialitate se remarcă, de exemplu, existența unui echilibru pozitiv pe termen lung între prețurile petrolului și cele ale gazelor naturale în Statele Unite, evidențiat prin modele de corecție a erorilor. Alte cercetări au identificat regimuri diferite de cointegrare: înainte de secolul XXI, creșterea prețurilor petrolului nu era acompaniată de creșteri proporționale ale gazelor naturale, însă între 2000 și 2009, creșterile prețului petrolului au determinat creșteri mai mari decât cele așteptate ale prețului gazelor naturale, după care relația s-a stabilizat parțial la valorile anterioare.

Studiile indică faptul că, deși prețurile petrolului și ale gazelor naturale sunt cointegrate, forța acestei legături variază în timp și de la o regiune la alta. În Statele Unite, de exemplu, dinamica pieței a fost influențată semnificativ de revoluția gazelor de șist, ceea ce a redus dependența de importuri și a dus la o decuplare notabilă între cele două resurse. În contrast, pe piețele din Japonia și Europa, unde importurile joacă un rol major legătura cu prețul petrolului a rămas mai robustă. Astfel, în Japonia, înainte de 2013, prețurile gazelor naturale erau strâns corelate cu cele ale petrolului, însă ulterior relația a devenit mixtă, reflectând adaptarea la condițiile de piață în schimbare.

Pentru a captura complexitatea acestor interdependențe, am aplicat o metodologie de analiză bazată pe măsurarea corelației între prețuri, utilizând atât coeficientul de corelație static, cât și o abordare mobilă pe o fereastră de 12 luni. În cazul pieței europene, analiza a implicat prețul spot Brent pentru petrol și prețul spot TTF pentru gazele naturale, rezultând un coeficient static de aproximativ 0,72, ceea ce indică o relație pozitivă puternică între aceste variabile. Totuși, analiza corelației mobile (figura 2.2) relevă fluctuații semnificative în timp, evidențiind perioade în care asocierea devine mai slabă sau mai intensă, în funcție de condițiile pieței, de evenimentele geopolitice sau de schimbările în cererea de energie. Astfel, deși tendința generală indică o convergență între prețul Brent și cel al TTF, există intervale în care divergența se accentuează, reflectând influența unor factori specifici, cum ar fi modificările în nivelurile stocurilor sau condițiile meteo extreme.

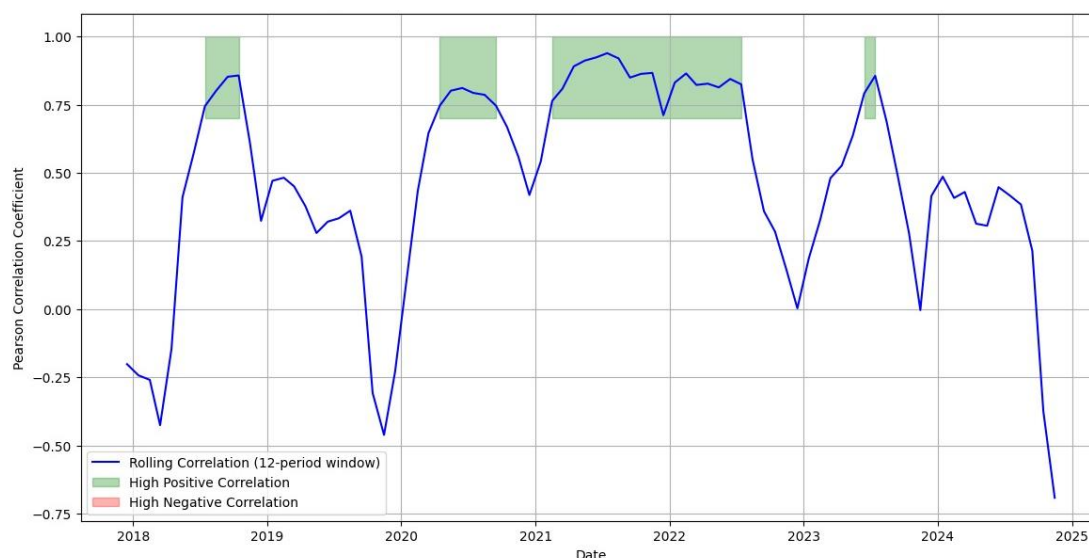


Fig. 2.2. Corelație mobilă între prețul Brent spot și TTF spot

Vizualizarea relației dintre prețurile petrolului și gazelor naturale în Europa se completează printr-o diagramă de dispersie cu linie de regresie (figura 2.3), care ilustrează tendința de creștere a prețului TTF odată cu majorarea prețului Brent. Deși relația este, în general, pozitivă, există o dispersie notabilă la niveluri ridicate ale prețurilor, ceea ce sugerează că, în anumite perioade, pot interveni factori regionali sau șocuri neașteptate care perturbă această relație liniară. Această variabilitate este esențială pentru înțelegerea dinamicii pieței, întrucât indică faptul că, deși petrolul rămâne un reper important, nu determină în mod absolut prețul gazelor naturale.

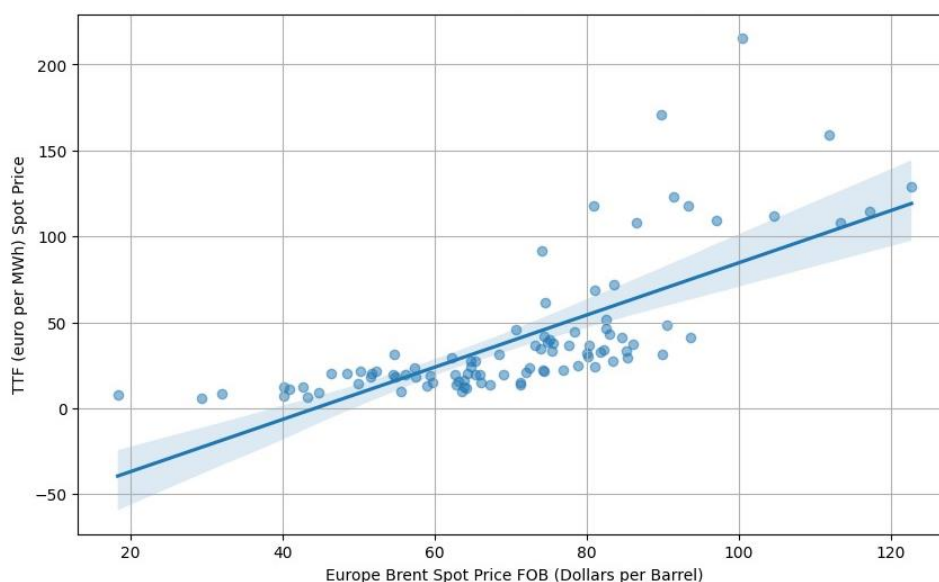


Fig. 2.3. Diagramă de dispersie și linia de regresie între prețul Brent Spot și TTF spot

În ceea ce privește piața nord-americană, analiza a fost realizată prin compararea prețului spot WTI cu cel spot Henry Hub, repere esențiale pentru sectorul energetic din SUA. Rezultatele au evidențiat un coeficient static de corelație de aproximativ 0,34, semnificativ mai scăzut decât cel observat în Europa. Această diferență reflectă, în mare parte, impactul revoluției gazelor de șist, care a conferit pieței americane un caracter distinct, caracterizat printr-o autonomie sporită față de dinamica globală a petrolului. Totodată, analiza corelației mobile pentru SUA (figura 2.4) a relevat extreme temporare: perioade în care corelația a fost ridicată, de exemplu în contextul unor evenimente naturale sau crize financiare, urmate de intervale cu corelație scăzută sau chiar negativă, în special în perioada 2010–2014, când creșterea producției interne a gazelor naturale a fost marcată de tehnologii de fisurare hidraulică și forare orizontală. Această fluctuație subliniază faptul că, în SUA, factorii specifici de ofertă și cerere pentru gazele naturale au tendința de a se diferenția semnificativ de cei care influențează prețul petrolului.

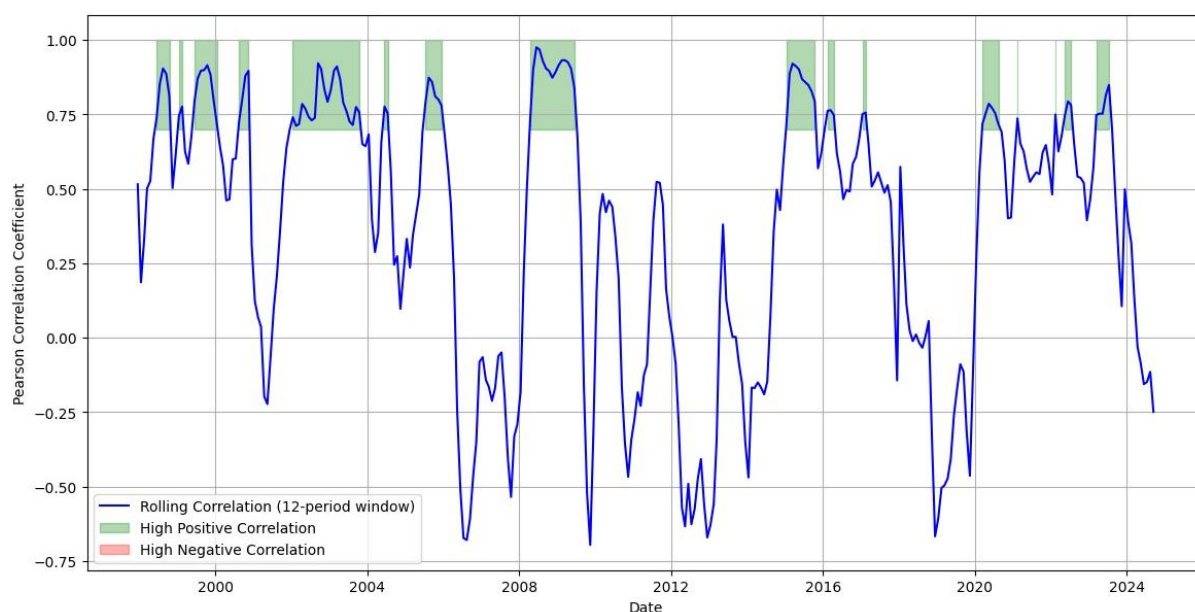


Fig. 2.4. Corelație mobilă între prețul WTI spot și Henry Hub spot

Analiza combinată a rezultatelor din Europa și Statele Unite evidențiază faptul că, deși prețul petrolului continuă să joace un rol esențial în stabilirea prețurilor gazelor naturale, influența sa nu este uniformă și se modifică în funcție de contextul regional și temporal. În Europa, unde piețele sunt strâns interconectate și prețurile sunt puternic influențate de factori globali precum condițiile economice și evenimentele geopolitice, legătura dintre prețurile petrolului și cele ale gazelor naturale rămâne relativ puternică. În schimb, în Statele Unite, dinamica internă a pieței, alimentată de creșterea producției de gaze de șist, a determinat o

decuplare parțială, făcând ca influența prețului petrolului să fie mai redusă și relația să fie mult mai volatilă.

Evenimente externe, precum deciziile OPEC, crizele financiare sau conflictele geopolitice, pot accentua temporar această legătură, determinând o convergență a prețurilor în perioade de instabilitate. Pe măsură ce piețele se stabilizează, relația se poate atenua, reflectând specificitățile fiecărei regiuni.

În concluzie, analiza relației dintre prețul petrolului și gazele naturale evidențiază o interdependență complexă, care, deși a fost istoric puternic corelată, a evoluat semnificativ în ultimele decenii. Astfel, deși petrolul rămâne un reper important pentru stabilirea prețurilor gazelor naturale, tranziția spre mecanisme mai flexibile și adaptate condițiilor locale sugerează că, pe viitor, abordările de stabilire a prețurilor vor trebui să integreze o multitudine de factori, pentru a reflecta cât mai fidel realitățile pieței energetice.

3. HUB-URILE EUROPENE DE GAZE NATURALE ȘI ROLUL ACESTORA ÎN STABILIREA PREȚURILOR GAZELOR NATURALE

3.1 Prezentarea huburilor europene și evoluția lor

Hub-urile europene de gaze, deși relativ tinere și mai puțin dezvoltate decât rețeaua americană reprezentată de Henry Hub, au evoluat rapid într-un peisaj dinamic, care reflectă transformările profunde ale pieței energetice. La sfârșitul anului 2022, figura 3.1 prezintă o imagine de ansamblu a hub-urilor active din Europa, clasificate în funcție de maturitate și activitate – doar hub-ul olandez TTF este considerat matur, în timp ce NBP, THE, TRF și VTP se încadrează în categoria hub-urilor active, iar hub-urile PSV, PVB și ZTP sunt etichetate ca sărace, restul fiind inactive.

Istoric, NBP a fost primul hub european de gaze, lansat în 1996 în Marea Britanie ca parte a eforturilor de liberalizare a pieței. Creat inițial ca un punct virtual de echilibrare, NBP a evoluat rapid într-un centru de tranzacționare esențial, atrăgând un număr tot mai mare de participanți pe măsură ce piața se maturiza. Totuși, după primele provocări majore din anii 2000 – inclusiv criza provocată de prăbușirea unor actori importanți și pierderea încrederii – NBP și-a revenit, dar a început să piardă teren în fața hub-ului TTF din Olanda din 2016. De atunci, deși rămâne activ și continuă să tranzacționeze volume consistente, NBP nu mai deține statutul de hub matur, reflectând o schimbare de paradigmă în preferințele participanților la piață.

TTF, lansat în 2003, a marcat un nou început pentru hub-urile europene de gaze, devenind rapid un reper de referință atât la nivel național, cât și global. Inițial, volumul tranzacțiilor la TTF a fost moderat, însă introducerea unor inovații au eliminat barierele tehnice

și au simplificat tranzacționarea. Acești factori au condus la o creștere exponențială a volumelor tranzacționate, iar TTF a depășit treptat NBP, consolidându-se ca un hub matur care reprezintă 81,5% din volumul total al tranzacțiilor pe piața europeană de gaze.

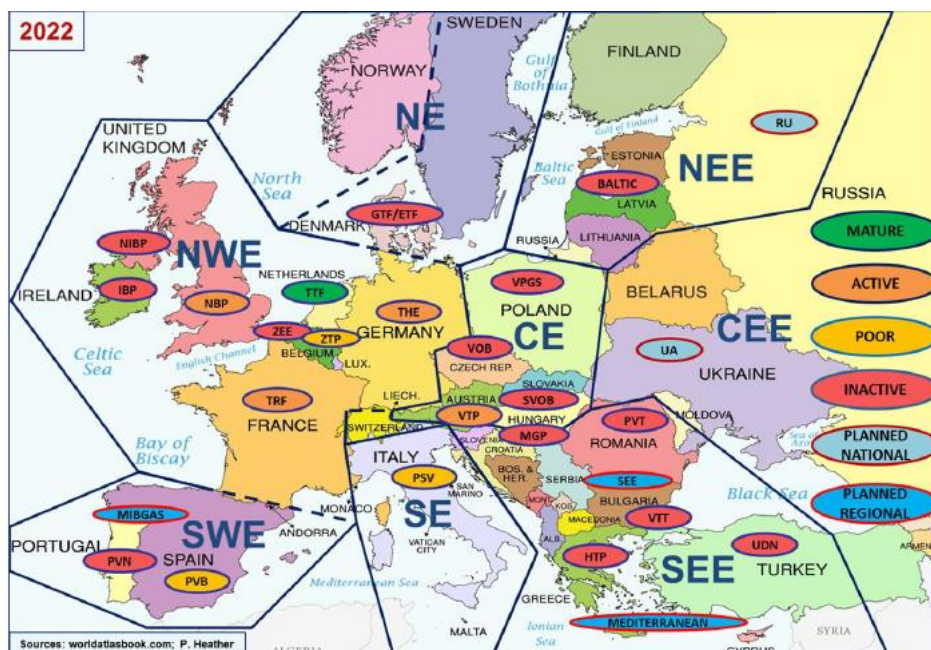


Fig. 3.1. Regiunile, piețele și hub-urile europene de gaze, 2022 (25)

În Europa Centrală, CEGH (VTO) a fost lansat în 2005 la Baumgarten, aproape de granița dintre Austria și Slovacia, devenind rapid un punct strategic de tranzit pentru gazele rusești destinate Europei de Vest. Inițial funcționând ca un hub fizic, CEGH a trecut ulterior la un model virtual care a permis o creștere semnificativă a lichidității pieței. Deși rolul său ca punct central de tranzit a fost consolidat de creșterea volumelor tranzacționate, evoluțiile recente legate de scăderea importurilor de gaze rusești, cauzate de schimbările geopolitice, au pus sub semnul întrebării viitorul acestui hub.

Germania, ca cel mai mare consumator de gaze din Europa, a trecut printr-o transformare majoră în structura pieței sale. Înainte de 2009, piața germană era fragmentată în cel puțin 19 zone de echilibrare, ceea ce limita lichiditatea și creșterea volumelor tranzacționate. O reformă majoră a condus la crearea a două hub-uri, GPL și NCG, care ulterior au fuzionat, în 2021, pentru a forma THE – un hub virtual național modern, menit să centralizeze tranzacțiile și să stimuleze lichiditatea. Deși fuziunea a reprezentat un pas important înainte, THE se confruntă încă cu provocarea unei piețe insuficient de lichide, fiind nevoie de o creștere susținută a volumelor pentru a se poziționa la nivelul hub-urilor de top europene.

În Italia, hub-ul PSV, lansat în 2003, a întâmpinat inițial reticență din partea pieței, din cauza unui cadru de reglementare mai puțin favorabil și a constrângerilor legate de rețeaua

națională. Totuși, din 2012, modificările aduse, inclusiv un nou regim de echilibrare și implicarea operatorilor majori, au determinat o creștere semnificativă a volumelor tranzacționate. PSV a devenit astfel un punct important pentru piața sud-europeană.

Pe de altă parte, Spania a făcut pași importanți în dezvoltarea unui hub propriu prin lansarea PVB în 2015. Acesta a fost conceput pentru a soluționa problemele de lichiditate și transparență ale vechiului mecanism de echilibrare și a înregistrat o creștere rapidă a volumelor tranzacționate între 2016 și 2019. Deși a suferit o ușoară scădere începând cu 2021, recuperarea din 2023, impulsionată de creșterea importurilor de GNL, arată potențialul PVB de a deveni un hub de referință pentru sud-vestul Europei.

România, prin hub-ul PVT lansat în 2014, a încercat să creeze un cadru transparent și competitiv pentru tranzacționarea gazelor naturale. Deși inițial a înregistrat progrese notabile, intervențiile guvernamentale, cum ar fi introducerea unei taxe de 98% aplicată retrospectiv pe tranzacțiile angro de gaze naturale și energie electrică, au redus volumul tranzacțiilor. Totuși, poziția geografică strategică a României și resursele naturale substanțiale oferă un potențial imens pentru transformarea sa într-un hub energetic important în Europa de Est, în special dacă se reușește consolidarea pieței și atragerea de participanți internaționali.

Pe lângă hub-urile majore, există și numeroase inițiative emergente în Europa, de la platformele digitale din Croația și Serbia până la hub-urile rudimentare din Moldova și Grecia, care reflectă diversitatea și complexitatea pieței de gaze naturale. De asemenea, în Ucraina se observă eforturi de liberalizare, sprijinite de inițiative internaționale, pentru a crea o piață competitivă, în ciuda provocărilor geopolitice majore.

În ansamblu, prezentarea hub-urilor europene și evoluția lor subliniază transformarea continuă a pieței gazelor naturale, de la punctele de tranzacționare inițiale, concepute pentru a echilibra sistemul, la hub-urile moderne, care joacă un rol esențial în stabilirea prețurilor și facilitarea tranzacțiilor la scară largă. TTF se distinge clar ca singurul hub matur din Europa, servind ca reper global și model de succes, în timp ce hub-urile active precum NBP, THE, TRF și VTP continuă să se adapteze la cerințele pieței, iar cele din Belgia, Italia, Spania și România reprezintă provocări și oportunități pentru dezvoltare regională.

3.2 Caracteristicile unui centru de schimb de gaze

Un hub de gaze naturale pentru a fi considerat dezvoltat și semnificativ în stabilirea prețurilor trebuie să îndeplinească o serie de criterii esențiale legate de participarea la piață, lichiditate, transparență și diversitatea produselor tranzacționate. Evaluarea unui hub se poate face pe baza a cinci elemente cheie: numărul și tipul participanților la piață, diversitatea

produselor tranzacționate, volumul total al tranzacțiilor, frecvența tranzacționării („churn rate”) și indicele de tranzacționabilitate. Aceste cinci elemente sunt sintetizate în Tabelul 3.1, care prezintă scorurile principale ale hub-urilor europene pentru anul 2023.

Primul criteriu se referă la numărul și tipul participanților, care reflectă gradul de accesibilitate și diversitatea actorilor din piață. Un hub cu numeroși participanți activi – producători, furnizori, traderi financiari, companii de utilități și operatori de stocare – indică o piață competitivă și lichidă.

Al doilea element, diversitatea produselor tranzacționate, se referă la gama de instrumente disponibile, de la tranzacții pe termen scurt (intrazilnice sau pentru ziua următoare) la contracte pe termen lung (lunare, trimestriale, sezoniere sau anuale), precum și la alte instrumente financiare derivate, cum ar fi swap-urile și opțiunile. O paletă variată de produse permite gestionarea eficientă a riscurilor și atrage un număr mai mare de participanți, sporind astfel atractivitatea hub-ului.

Cel de-al treilea criteriu este volumul total al tranzacțiilor, care oferă o măsură directă a activității și lichidității pieței. Un volum ridicat semnalează o piață vibrantă și diversificată, unde participanții au încredere să tranzacționeze frecvent.

Tabel 3.1. Sumarizarea celor 5 elemente cheie, 2023

2023	5 KEY ELEMENTS					
HUB	Active Market Participants*	Traded Products**	Traded Volumes	Tradability Index (Q4)	Churn Rate***	Score /15****
TTF	200	49	64980	19	100.9	15
NBP	135	40	6185	12	7.1	11
THE	90	35	3710	11	3.6	8
TRF	75	26	1675	9	3.2	8
PSV	58	25	1275	10	1.9	8
VTP	68	21	690	6	4.2	7
ZTP	55	14	470	9	0.9	5
PVB	46	15	335	1	0.8	4
VOB	44	12	90	5	1.1	4

* Hub Score in the OTC Active Traders table.
 ** Score /56 derived from the OTC and Exchange product categories in the Traded Products Table.
 *** Gross churn basis.
 **** Score based on each of the Key Elements scoring zero for Brown; 1 point for Red; 2 points for Amber; 3 points for Green.

Al patrulea element, frecvența tranzacționării sau „churn rate”, măsoară de câte ori un „pachet” de gaze este cumpărat și revândut înainte de a fi consumat. Un churn rate ridicat, peste

10 de cicluri, indică o piață matură, cu un interes speculativ intens și un flux continuu de tranzacții, ceea ce contribuie la stabilitatea prețurilor.

Ultimul element este indicele de tranzacționabilitate, care evaluează diferența dintre prețul de cumpărare și cel de vânzare pentru diverse contracte. Un scor ridicat indică faptul că în majoritatea intervalelor de livrare există o diferență minimă între prețul de cumpărare și cel de vânzare, ceea ce sugerează un grad de lichiditate suficient și ușurință în executarea tranzacțiilor.

Pe lângă aceste cinci elemente, cadrul legislativ și intervenția autorităților joacă un rol decisiv în modul în care se desfășoară tranzacțiile. Politicile publice ce impun reglementări stricte sau taxe excesive pot reduce atractivitatea unui hub, limitând accesul și scăzând volumul tranzacționat. Aceste intervenții pot duce la scăderea lichidității și la reducerea frecvenței tranzacțiilor, afectând negativ scorurile atribuite hub-urilor.

3.3 Calcule de corelare și cauzalitate între hub-uri

Această secțiune explorează în profunzime integrarea piețelor europene de gaze naturale prin intermediul analizelor statistice ale seriilor de prețuri din diferite hub-uri. Scopul principal este de a evalua eficiența mecanismelor de formare a prețurilor în contextul liberalizării și interconectării pieței energetice europene, un obiectiv susținut de politicile Uniunii Europene din ultimele decenii. De la primele etape ale liberalizării, care au vizat deblocarea accesului la rețelele de transport și promovarea concurenței în furnizare, până la adoptarea regulilor ce separă activitățile de transport de cele de producție și furnizare, evoluția cadrului legislativ a creat condițiile necesare pentru o piață internă integrată.

Metodologia utilizată se bazează pe aplicarea unor tehnici econometrice avansate, printre care se numără testele de cointegrare (precum testul Johansen) și testele de cauzalitate, în special testul Toda-Yamamoto. Aceste instrumente permit nu numai măsurarea gradului de sincronizare a prețurilor între hub-uri, ci și identificarea direcției în care se propagă șocurile de preț. Pentru a capta dinamica pieței în diferite perioade, analiza a fost împărțită în intervale distincte: perioada 2007–2012, marcată de dezvoltarea inițială a hub-urilor; perioada 2016–2021, când piața europeană a funcționat într-un cadru relativ stabil, deși afectat de pandemia COVID-19; și perioada 2022–2023 (extinsă parțial în 2024), care reflectă impactul războiului din Ucraina, al sancțiunilor împotriva Rusiei și al reorientării importurilor către GNL.

Analiza seriilor de preț se concentrează atât pe contractele pentru ziua următoare, cât și pe cele pentru luna următoare, din ambele rute de tranzacționare: piața OTC și platformele bursiere. Studiile anterioare au evidențiat o corelație foarte strânsă între prețurile hub-urilor din

Europa de Nord-Vest, cu coeficienți care uneori depășesc valoarea de 0,90, indicând o mișcare sincronizată aproape perfectă.

Tabel 3.2. Rezultatele testului Toda-Yamamoto pentru fiecare pereche dintre piețele analizate

	CZ	GPL	NCG	NBP	PEG	PSV	TTF	VTP	ZEE	PL	PVB	DNK	PVT
CZ	None	0.0758	0.0012	0.0000	0.0113	0.2378	0.0017	0.0416	0.0017	0.0270	0.0021	0.0000	0.1118
GPL	0.0359	None	0.0003	0.0000	0.0006	0.4921	0.0014	0.3288	0.0004	0.2907	0.0044	0.0000	0.1123
NCG	0.0035	0.0016	None	0.0000	0.0095	0.4796	0.0236	0.1714	0.0001	0.5862	0.0015	0.0000	0.4505
NBP	0.4905	0.0024	0.0018	None	0.0026	0.0000	0.0000	0.1953	0.0031	0.0585	0.0000	0.7172	0.0741
PEG	0.1246	0.0001	0.0453	0.0000	None	0.2034	0.0000	0.3521	0.0015	0.2410	0.0025	0.0000	0.1174
PSV	0.0105	0.1894	0.0386	0.0961	0.9592	None	0.0078	0.1261	0.0736	0.0019	0.0000	0.1905	0.7637
TTF	0.0096	0.0001	0.0008	0.0000	0.0020	0.5304	None	0.2136	0.0105	0.4754	0.0021	0.0000	0.3579
VTP	0.0337	0.0251	0.0031	0.0000	0.0027	0.0085	0.0004	None	0.0001	0.0067	0.0001	0.0000	0.0543
ZEE	0.0848	0.0497	0.0005	0.0000	0.0405	0.0659	0.0002	0.2865	None	0.4015	0.0003	0.0001	0.1428
PL	0.2502	0.0381	0.0482	0.0000	0.0619	0.0000	0.0010	0.3296	0.0040	None	0.0021	0.0003	0.3469
PVB	0.0000	0.0001	0.3172	0.0000	0.0192	0.2831	0.3876	0.0052	0.8633	0.0705	None	0.8327	0.6403
DNK	0.4013	0.5108	0.1920	0.0000	0.2279	0.0203	0.0066	0.9353	0.2229	0.2923	0.0112	None	0.0902
PVT	0.1152	0.4922	0.0228	0.2471	0.1421	0.1955	0.6497	0.0209	0.1249	0.0127	0.0001	0.0382	None

Un aspect crucial al analizei este evaluarea cauzalității între hub-uri. Pentru aceasta, s-a utilizat testul Toda-Yamamoto, o metodă robustă utilizată pentru a verifica existența relațiilor de tip „X poate prezice Y” între variabile, în special în contextul seriilor de timp. Acest test este o alternativă îmbunătățită la testul Granger și este utilizat în special atunci când seriile analizate sunt nestaționare sau cointegrate. Spre deosebire de Granger, testul Toda-Yamamoto nu necesită transformarea seriilor în staționare înainte de analiză, ceea ce îl face mai flexibil totodată evitând riscul de pierdere de informații prin diferențiere excesivă.

Rezultatele testului sunt sintetizate în tabelul 3.2, unde fiecare rând reprezintă o piață care poate „cauza” modificări, iar fiecare coloană indică piața afectată. Valorile p mai mici de 0,05 indică relații cauzale semnificative statistic. Analiza rezultatelor arată că hub-ul TTF joacă un rol central, influențând semnificativ piețele CZ, GPL, NCG, NBP, PEG, ZEE, PVB și DNK. În contrast, piața PVT (România) nu pare să fie influențată semnificativ de niciun alt hub, toate valorile p depășind pragul de 0,05, ceea ce indică o izolare relativă a pieței românești de restul rețelei europene. De asemenea, se remarcă că, deși unele piețe, cum ar fi PSV, nu manifestă influențe semnificative, hub-urile precum VTP au un impact notabil asupra mai multor piețe din Europa Centrală și de Est.

Pentru a completa această perspectivă, s-a realizat și o analiză a corelației Pearson, ale cărei rezultate sunt prezentate în figura 3.2. Această matrice de corelație arată că majoritatea piețelor europene de gaze se mișcă într-un mod foarte sincron, cu coeficienți aproape de 1, ceea ce reflectă o interdependență foarte puternică între ele. Cu toate acestea, piața PVT se remarcă prin valori semnificativ mai scăzute de corelație (în intervalul 0,60–0,75), evidențiind specificul pieței românești și o mai mică sincronizare cu restul rețelei. Aceste constatări susțin ipoteza că, deși integrarea este ridicată în general, există diferențe semnificative între hub-urile mature și cele mai mici, iar influențele de preț se propagă în mod inegal.

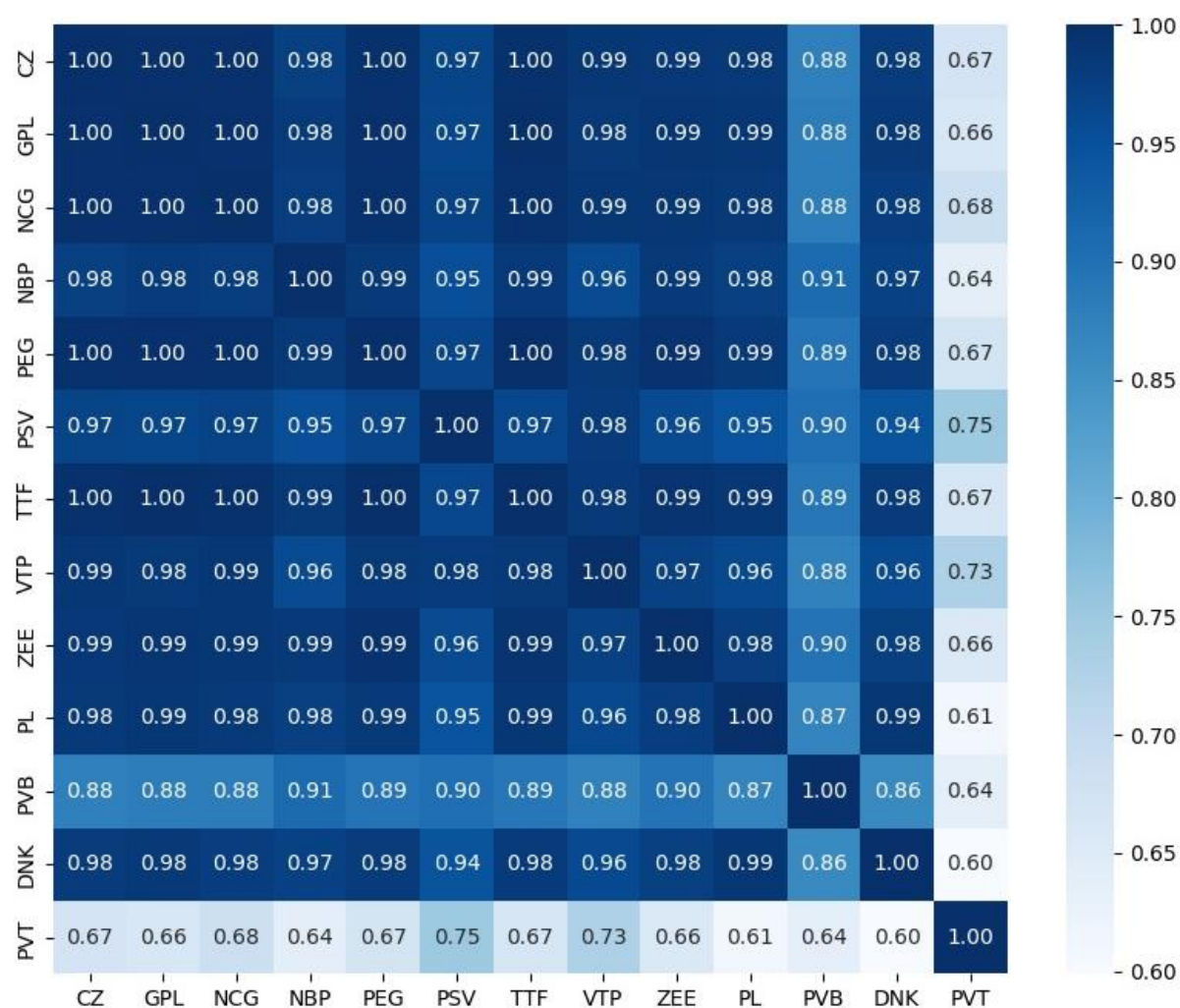


Fig. 3.2. Matricea de corelație Pearson pentru piețele analizate

Mai recent, analizele efectuate pentru perioadele post-2019 indică o creștere a convergenței între piețele din Europa de Nord-Vest și piața italiană, influențată de modificările în fluxurile de import GNL și de ajustările în infrastructură. Chiar dacă anumite discrepante persistă, tendința generală este de creștere a integrării, ceea ce sugerează că politica europeană de liberalizare și interconectare a piețelor începe să dea roade, contribuind la stabilizarea prețurilor și la reducerea riscului de formare a unor bule de prețuri regionale.

4. ANALIZA MODELELOR DE CALCUL A PRETULUI DE REFERINȚA A GAZELOR NATURALE LA NIVEL MONDIAL

4.1 Metode folosite pentru calculul prețului de referință pentru piețele internaționale

Prețul de referință al gazului natural în China

China se confruntă cu o creștere exponențială a cererii de energie, iar gazul natural, devine o sursă esențială de energie. În 2022, consumul de gaze naturale a atins 338,13 mld. m³, reprezentând aproximativ 9% din consumul total de energie primară, unde cota sa în mixul energetic rămâne sub medie, din cauză infrastructurii de piață încă incipientă și a mecanismelor de stabilire a prețurilor ineficiente.

Inițial, prețul gazelor naturale în China era determinat printr-un model cost-plus, unde prețul de producție, tariful de transport, prețul la poarta orașului, taxa de distribuție și prețul final pentru consumator erau calculate pentru a proteja industria internă. Totuși, această metodă conducea la subevaluarea prețurilor, distorsionând semnalele de piață și favorizând o extindere necontrolată a consumului. Ca răspuns, în 2013 NDRC a introdus o nouă formulă bazată pe metoda NET, care leagă prețul gazelor de prețurile combustibililor alternativi, precum păcura și GPL. Formula nouă este definită astfel:

$$P_{CGPIN} = K * \left(\alpha * P_{FO} * \frac{H_{NG}}{H_{FO}} + \beta * P_{LPG} * \frac{H_{NG}}{H_{LPG}} \right) * (1 + R) \quad (4.1)$$

Termenii din formulă sunt: P_{CGPIN} este prețul la poarta orașului pentru volumul incremental din Shanghai; K este o rată de reducere constantă pentru promovarea utilizărilor gazelor și este stabilită la 85 % de către NDRC; α și β sunt ponderile pentru păcură și, respectiv, GPL, reprezentând contribuția lor relativă la aprovizionarea cu energie a Chinei; P_{FO} și P_{GPL} sunt prețurile medii importate ale păcurii și GPL; H_{NG} , H_{FO} și H_{LPG} sunt puterea calorică a gazelor naturale, a păcurii și, respectiv, a GPL; iar R este cota taxei pe valoarea adăugată (TVA) pentru gazele naturale.

Reforme ulterioare, inclusiv ajustări tarifare și reducerea costurilor de transport, au condus la trecerea către un mecanism de stabilire a prețurilor mai orientat spre piață. Astfel, China se îndreaptă spre un sistem dinamic, care să reflecte mai fidel condițiile de piață, îmbunătățind transparența și eficiența în stabilirea prețurilor gazelor naturale.

Prețul de referință al gazului natural în Brazilia

Brazilia a înregistrat o creștere exponențială a consumului de energie, consolidându-se ca a șasea putere energetică la nivel global din perspectiva consumului și a zecea în producție, conform datelor OECD din 2022. Conform BP, cota gazelor naturale în mixul energetic

brazilian a crescut de la 8,8% în 2010 la 11,6% în 2021, reflectând o adaptare semnificativă la necesitățile energetice moderne și la cerințele de reducere a emisiilor de carbon.

Piața gazelor naturale din Brazilia a fost istoric dominată de Petrobras, care controla peste 80% din producția internă și majoritatea importurilor. Liberalizările inițiate în anii 1990, urmate de Legea Petrolului din 1997 și Legea Gazelor Naturale din 2009, au urmărit să îmbunătățească accesul și competitivitatea în sector. Programul „Gás para Crescer” din 2016 a avut ca obiectiv asigurarea accesului nediscriminatoriu la infrastructura esențială, reducând astfel dominația Petrobras prin parteneriate și dezinvestiri.

În 2021, a fost implementată noua Lege a Gazelor care a stimulat concurența prin separarea activităților de transport și distribuție și prin introducerea unor reglementări mai flexibile. Ca parte a acestor reforme, prețul de referință al gazelor naturale este calculat lunar de către Agenția Națională a Petrolului, Gazelor Naturale și Biocombustibililor, folosind următoarea formulă:

$$PRGN = V_{CGN} \cdot P_{CGN} + V_{GPL} \cdot P_{GPL} + V_{GP} \cdot P_{GP} \quad (4.2)$$

Termenii din formulă sunt: P_{GP} , P_{GLP} și P_{CGN} sunt prețurile de referință ale gazului procesat, gazului petrolier lichefiat și gazului natural condensat; iar V_{GP} , V_{GLP} , V_{CGN} sunt fracțiile volumice de ale gazului procesat, gazului petrolier lichefiat și gazului natural condensat.

Reformele recente au vizat diversificarea opțiunilor de indexare a prețurilor, adoptând noi instrumente de gestionare a riscurilor. Deși multe contracte rămân legate de prețul Brent, se observă o deschidere tot mai mare spre alte opțiuni precum Henry Hub, JKM sau TTF.

Prețul de referință al gazului natural în India

India se confruntă cu o creștere rapidă a cererii de energie, ceea ce influențează semnificativ piața gazelor naturale. Deși cărbunele rămâne principala sursă de energie, gazul natural devine tot mai important, fiind estimat că consumul său va crește cu 5–6% în 2024, în contextul unei creșteri economice de 6–7%. Guvernul indian și-a propus, încă din 2016, să mărească ponderea gazelor naturale din mixul energetic de la 6,14% la 15% până în 2030; totuși, cota actuală este mult sub așteptări, atingând un maxim de 9,43% în 2010 și scăzând la 5,7% în 2022.

Regimul de prețuri a evoluat semnificativ de la un sistem strict reglementat la un cadru bazat pe formule și repere internaționale. În octombrie 2014, guvernul a anunțat o nouă metodologie pentru determinarea prețului la capul sondei pentru gazul natural produs intern,

menită să uniformizeze prețurile din diferite concesiuni. Noua formulă, revizuită la fiecare șase luni, este:

$$P = \frac{V_{HH}P_{HH} + V_{AC}P_{AC} + V_{NBP}P_{NBP} + V_R P_R}{V_{HH} + V_{AC} + V_{NBP} + V_R} \quad (4.3)$$

În această formulă, V_{HH} , V_{AC} , V_{NBP} și V_R reprezintă volumele anuale totale de gaze consumate în SUA, Canada, UE (și țările fostei Uniuni Sovietice, excluzând Rusia) și Rusia, iar P_{HH} , P_{AC} , P_{NBP} și P_R sunt mediile anuale ale prețurilor respective, mai puțin taxele de transport și de tratament.

Ulterior, în aprilie 2023, India a introdus ajustări ce actualizează prețurile lunar, cu stabilirea unui preț minim și maxim pentru gazul produs intern. Aceste reforme au ca scop stimularea producției interne, reducerea dependenței de importuri de GNL și creșterea transparenței și predictibilității prețurilor pe piața gazelor naturale, contribuind astfel la consolidarea securității energetice a țării.

4.2 Metode folosite pentru calculul prețului de referință pentru piețele europene Norvegia

Norvegia are o tradiție îndelungată în industria gazelor naturale, începută în anii 1960 odată cu descoperirea masivă a zăcămintelor din Marea Nordului. Țara s-a impus ca unul dintre cei mai importanți exportatori de gaze la nivel global, clasându-se pe locul al patrulea după SUA, Rusia și Qatar. În 2023, exporturile norvegiene au acoperit aproximativ 30% din consumul total de gaze al Uniunii Europene și al Regatului Unit, subliniind importanța rețelei extinse de conducte care asigură transportul către piețele europene.

Pentru a calcula venitul impozabil pentru companiile petroliere din Norvegia, Consiliul Prețurilor Petroliere stabilește prețuri de referință, cunoscute și ca “norm price” pentru produsele petroliere. În ceea ce privește gazele naturale, impozitarea se bazează pe prețurile reale de vânzare, având în vedere specificitățile piețelor de export.

Printr-un sistem fiscal bine structurat Norvegia reușește să asigure că o mare parte din valoarea creată din exploatarea gazelor naturale revine statului. Acest model, care echilibrează exploatarea resurselor cu stimularea investițiilor și inovației, servește drept reper pentru alte state producătoare de gaze, demonstrând cum se poate obține un echilibru între profitabilitate, competitivitate internațională și protecția mediului.

Marea Britanie

Industria gazelor naturale din Marea Britanie reprezintă una dintre principalele surse de energie ale țării, cu o influență majoră asupra economiei. Cu toate acestea, în ultimele decenii,

producția din Marea Nordului a înregistrat un declin accentuat, ceea ce a forțat Regatul Unit să-și ajusteze strategiile energetice și să se adapteze la noile realități ale pieței globale.

În Marea Britanie prețul folosit pentru calculul taxelor companiilor din industria petrolului și gazelor naturale se bazează pe prețul realizat în tranzacțiile efectuate la valoarea de piață. Această abordare, care respectă principiul tranzacțiilor la condiții de piață ("arm's length"), asigură că prețul reflectă valoarea efectivă obținută în operațiunile comerciale.

În practică, dacă o tranzacție nu este încheiată la valoarea de piață, autoritățile fiscale intervin pentru a ajusta prețul raportat, astfel încât acesta să corespundă cu prețurile practicate în tranzacții independente, fără influențe nepotrivite. Această metodologie nu doar că asigură o evaluare corectă a veniturilor companiilor, dar contribuie și la un mediu fiscal transparent și echitabil, stimulând investițiile în explorare și producție.

Olanda

Industria gazelor naturale din Olanda a reprezentat, timp de decenii, o componentă esențială a economiei naționale, bazată pe exploatarea vastelor rezerve din Marea Nordului. Producția din zăcămintul Groningen a susținut nu doar consumul intern, ci și exporturile către Europa, contribuind substanțial la securitatea energetică a continentului. Chiar dacă, în ultimele ani, producția internă a început să scadă din cauza preocupărilor seismice, infrastructura avansată de transport și noile proiecte offshore asigură o aprovizionare continuă.

Un element cheie în evaluarea performanței economice a industriei este determinarea cifrei de afaceri. Aceasta se calculează prin multiplicarea numărului de unități de petrol sau gaze naturale produse în zona licențiată cu prețul pe unitate la care aceste unități au fost vândute. În situațiile în care unitățile sunt preluate în condiții diferite de vânzarea liberă, cifra de afaceri se determină ca și cum unitățile ar fi fost tranzacționate în condiții de piață liberă ("arm's length"). Acest principiu, similar cu cel aplicat în Marea Britanie pentru ajustarea prețurilor în calcularea redevențelor, asigură o evaluare corectă și obiectivă a veniturilor impozabile, evitând subestimarea valorii reale a resurselor.

Ungaria

Ungaria, cel de-al 38-lea cel mai mare producător de gaze naturale din lume, se confruntă cu o producție modestă și cu o dependență semnificativă de importuri, în special din Rusia. Deși dispune de rezerve interne și a investit în infrastructura de stocare subterană, producția locală nu este suficientă pentru a satisface consumul, ceea ce a condus la eforturi de diversificare prin importuri de GNL și parteneriate strategice.

Un element esențial în regimul de stabilire a prețului gazelor naturale din Ungaria este determinarea unei valori specifice, care se bazează pe o medie aritmetică a cotațiilor zilnice de închidere din piața Platts Dutch TTF Day Ahead. Această valoare este ajustată de media cursurilor de schimb și corelată cu costurile specifice de pregătire, reflectând astfel costurile locale și inflația.

Din punct de vedere fiscal, Ungaria se remarcă prin impozitul pe profit de doar 9%, dar companiile din sectorul gazelor naturale plătesc redevențe care variază în funcție de volumul și calitatea gazului extras. Acest sistem, deși competitiv în ceea ce privește impozitul pe profit, poate fi perceput ca împovărător din cauza taxelor speciale, fapt ce subliniază importanța unui cadru legislativ stabil și predictibil pentru a atrage investiții.

Polonia

Cererea de gaze naturale din Polonia a crescut constant în ultimele decenii, însă gazul reprezintă încă o componentă relativ mică din mixul energetic național. Producția internă, stabilă la aproximativ 4–5 miliarde m³ pe an, nu poate acoperi consumul total, care a ajuns la circa 20 miliarde m³ în 2023, determinând astfel o dependență de importuri de aproximativ 75%.

Pentru a-și reduce dependența de gazul rusesc și pentru a asigura securitatea energetică, Polonia a investit în infrastructură strategică. Terminalul de GNL din Świnoujście, inaugurat în 2016, a fost extins de la o capacitate inițială de 5 miliarde m³/an la 6,2 miliarde m³ în 2022, cu planuri de a ajunge la 8,3 miliarde m³ până la sfârșitul anului 2024. De asemenea, proiectul Baltic Pipe, finalizat în 2022, conectează Polonia cu Norvegia prin Danemarca, având o capacitate anuală de 10 miliarde m³. Aceste proiecte, alături de interconectările cu țările vecine, contribuie la diversificarea surselor și la integrarea pieței regionale.

În ceea ce privește mecanismul de stabilire a prețurilor, Polonia utilizează ca bază pentru calculul prețului mediu de vânzare – care servește drept preț de referință pentru taxare – media aritmetică a cotațiilor zilnice de închidere din piața pentru ziua următoare, determinate la Bursa de Energie din Polonia (TGE). Acest preț de referință reflectă evoluția pieței și reprezintă un indicator esențial pentru impozitarea producției, contribuind la stabilitatea și transparența regimului fiscal din sectorul gazelor naturale.

5. MODELE DE CALCUL APLICATE PENTRU ROMÂNIA

5.1 Piața gazelor naturale din România

România se remarcă ca un actor esențial pe piața gazelor naturale din Europa, datorită rezervelor semnificative de gaze și a istoricului îndelungat în exploatarea acestora. De asemenea, această resursă este vitală pentru securitatea energetică națională și pentru economia României.

La nivel rezidențial și comercial, gazele naturale reprezintă principala sursă de energie pentru încălzire și gătit. În plus, joacă un rol strategic în industria petrochimică și în sectorul industrial, unde sunt utilizate ca materie primă pentru producerea de îngrășăminte și alte produse chimice. În contextul eforturilor de revitalizare a marilor combinate din petrochimie, autoritățile românești au început discuții cu companii importante, având în vedere faptul că o mare parte din costul final al îngrășămintelor este influențat de prețul gazelor. Astfel, modernizarea industriei se leagă de utilizarea optimă a resurselor locale, contribuind la reducerea dependenței de importuri.

În ceea ce privește mixul energetic, România prezintă o structură echilibrată, în care sursele clasice de energie se regăsesc alături de cele regenerabile. Centralele pe gaze joacă un rol crucial în tranziția energetică, oferind emisii de CO₂ semnificativ mai scăzute decât cele ale centralelor pe cărbune sau petrol. Astfel, gazele naturale sunt privite ca un combustibil de tranziție, susținând eforturile naționale și europene de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră.

Cu toate că România a avut o producție importantă în deceniile trecute, nivelurile de exploatare au început să scadă după 1990, din cauza epuizării zăcămintelor mature exploatare de companii precum Romgaz și OMV Petrom. Astfel, producția a scăzut treptat de la valorile din anii '70 și '80 și, în prezent, se situează în jurul a 9–10 miliarde de metri cubi pe an. Acest declin a fost cauzat în principal de epuizarea naturală a zăcămintelor onshore, însă România reușește să mențină o poziție de lider în producția internă de gaze naturale din Uniunea Europeană. Recent, România a depășit chiar Olanda ca producător major, pe seamă închiderii zăcămintului Groningen și datorită investițiilor în tehnologie și noilor sonde de explorare, care au redeschis perspective de creștere a producției.

În plus, pentru a reduce dependența de importuri sunt implementate proiecte strategice. Acestea includ modernizarea infrastructurii de transport, extinderea conexiunilor internaționale și dezvoltarea terminalelor LNG, toate menite să asigure diversificarea surselor de aprovizionare și consolidarea securității energetice.

5.2. Resurse neconvenționale; cazul gazelor de șist

În contextul crizei energetice globale și a creșterii prețurilor la gaze naturale, exploatarea gazelor de șist poate deveni o opțiune economic viabilă pentru România. Creșterea semnificativă a prețurilor a determinat o reevaluare a potențialului resurselor neconvenționale, oferind oportunitatea de a spori securitatea energetică și de a reduce costurile pentru consumatori. Potrivit asociației Energiei Inteligente, prețul actual al gazelor a ajuns la un nivel care face rentabilă exploatarea acestor resurse, iar România, cu rezerve dovedite semnificative – estimările Agenției Internaționale pentru Energie plasează rezervele la aproximativ 1,4 trilioane de metri cubi – se poziționează printre țările cu cele mai mari rezerve din Europa, după Polonia și Franța.

Gazele de șist sunt caracterizate prin porozitate și permeabilitate scăzute, iar extragerea gazului necesită tehnologii avansate pentru a elibera eficient metanul din structura compactă a șisturilor. Astfel, exploatarea acestor resurse implică utilizarea unor tehnici de foraj și stimulare adaptate specific condițiilor geologice.

Una dintre principalele tehnologii utilizate este forajul orizontal, adesea combinat cu fisurarea hidrolică în etape multiple. Forajul orizontal permite accesarea unor suprafețe mai mari din zăcămint și creșterea semnificativă a productivității fiecărei sonde. Primele încercări de foraj orizontal au avut loc în Texas în 1929 și în Pennsylvania în 1944, iar în Asia și în fostele state ale Uniunii Sovietice tehnologia a fost testată încă din anii 1950–1970. Inițial, forajul orizontal era considerat costisitor – costurile puteau ajunge la de trei ori cele ale forajului vertical – motiv pentru care până în 1990 utilizarea sa era limitată. Situația s-a schimbat dramatic în anii 1990, când numărul global de sonde orizontale a crescut exponențial, iar Statele Unite au înregistrat o majoritate semnificativă a acestora. Creșterea lungimii medii a sondelor, de la aproximativ 7.300 de picioare în 2010 la peste 15.200 de picioare în 2021, a permis accesarea unor formațiuni extinse și a condus la o creștere de până la 20 de ori a productivității comparativ cu forajul vertical.

În România, primele sonde orizontale au fost forate începând cu anul 1995, cu sonda 1 Clejani fiind un reper important în evoluția tehnologică a sectorului. Operatorul SC Foraj Sonde Tg. Mureș a fost cel care a implementat majoritatea sondelor dirijate și orizontale, finalizând 34 de astfel de sonde în perioada 2008–2012.

Un aspect crucial al exploatării gazelor de șist este fisurarea hidrolică. Această tehnologie implică injectarea unui fluid de fisurare la presiuni ridicate pentru a crea fisuri în rocile de șist, prin care gazul poate fi eliberat. În primele etape, fisurarea era realizată cu fluide gelificate pe bază de țiței sau kerosen, însă ulterior a evoluat către utilizarea fluidelor pe bază

de apă, îmbogățite cu agenți de gelificare și surfactanți pentru a optimiza procesul. Inovațiile din anii '70 și '80, precum utilizarea agenților de reticulare pe bază de metal și introducerea fluidelor de tip spumă, au condus la îmbunătățirea semnificativă a tehnologiei, reducând daunele asupra formațiunilor și crescând eficiența recuperării gazelor.

Aceste tehnologii, împreună cu metodele de foraj orizontal, au revoluționat exploatarea resurselor neconvenționale la nivel global. Utilizarea combinată a tehnicilor moderne de foraj și fisurare permite accesul la rezerve care altfel ar fi fost inaccesibile, sporind potențialul de producție. Astfel, deși experiența inițială din 2013, când Chevron a început explorarea la Pungești, a fost marcată de proteste și controverse legate de posibilele riscuri de contaminare a apei, argumentele oficiale susțin că aceste riscuri pot fi gestionate eficient prin măsuri stricte de protecție a mediului.

În concluzie, exploatarea gazelor de șist în România reprezintă o oportunitate strategică de a-și consolida securitatea energetică și de a reduce costurile prin valorificarea resurselor interne. Deși provocările tehnice și sociale au fost semnificative în trecut, progresele recente în tehnologiile de foraj orizontal și fisurare hidraulică, alături de evoluția prețurilor pe piața globală, pot transforma potențialul acestor resurse într-un avantaj competitiv important pentru România.

Gazele de șist din România

Gazele de șist din România reprezintă o resursă potențială semnificativă, deși datele actuale nu permit o evaluare completă. Zona are potențial datorită formațiunilor geologice favorabile, situate în unități orogenice, structuri cutate și platforme sedimentare, la adâncimi cuprinse între 2.000 și 3.700 de metri. În special, formațiunile din Platforma Moldovenească, Depresiunea Bârladului și Platforma Moesică se evidențiază ca fiind cele mai promițătoare, datorită compoziției și structurii sedimentare favorabile pentru acumulările de gaz de șist. Figura 5.1 ilustrează clar harta României cu indicarea zonelor cu potențial de exploatare a acestor resurse, subliniind extinderea acestora în diferite regiuni.

Valorificarea acestor resurse ar putea aduce multiple avantaje pe plan geostrategic. Exploatarea gazelor de șist ar reduce dependența de importuri, sporind securitatea energetică națională, și ar putea transforma România într-un exportator net de gaze, în contextul volatilității prețurilor pe piețele internaționale. Totodată, o astfel de dezvoltare ar susține revitalizarea industriei petrochimice și ar stimula crearea de noi locuri de muncă, contribuind la dezvoltarea regională.

Pe de altă parte, exploatarea gazelor de șist ridică și câteva preocupări majore. Printre acestea se numără riscurile de mediu, cum ar fi consumul semnificativ de apă în operațiunile de fisurare – estimările variază între 7,5 și 20 de milioane de litri pe sondă –, precum și posibilitatea contaminării apelor subterane din cauza scurgerilor de substanțe chimice utilizate. De asemenea, există temeri legate de inducerea de cutremure minore și de impactul asupra sănătății umane. Totuși, studiile arată că, în comparație cu metodele convenționale, exploatarea gazelor de șist consumă mai puțină apă pe unitate termică și emisiile de gaze cu efect de seră sunt comparabile, sau chiar mai reduse, decât în cazul altor combustibili fosili.

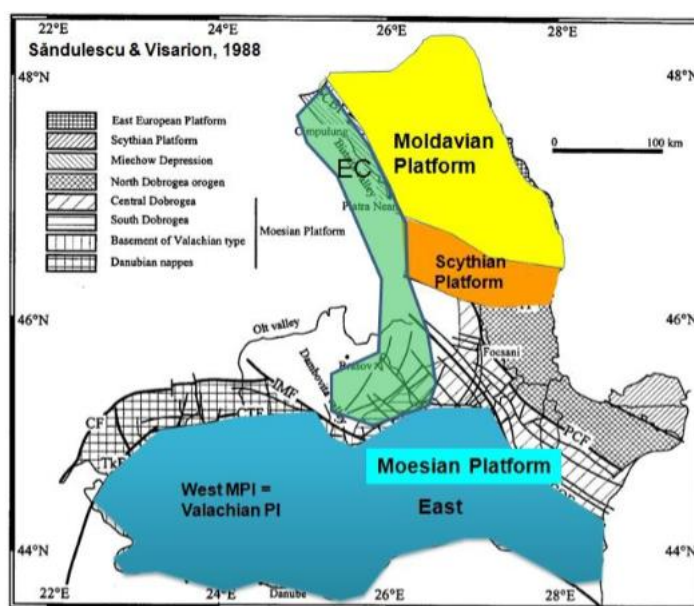


Fig. 5.1. Harta României cu indicarea zonelor cu potențial de gaz de șist

Din punct de vedere tehnologic, metodele de foraj orizontal și fisurare hidraulică au evoluat semnificativ în ultimele decenii, crescând eficiența și reducând impactul asupra mediului. Inovațiile recente, inclusiv tehnologii alternative care folosesc gaze inerte sau impulsuri electrice, promit să reducă și mai mult consumul de apă și riscurile asociate. În plus, România poate beneficia de experiența altor state, precum Statele Unite și China, prin transferul de tehnologie și bune practici, ceea ce ar putea diminua costurile și riscurile implicate în exploatarea acestor resurse.

5.3. Metodologia și algoritmul de calcul al prețului de referință al gazelor naturale extrase în România

Metodologia de stabilire a prețului de referință pentru gazele naturale

Metodologia de stabilire a prețului de referință pentru gazele naturale extrase în România a trecut printr-o evoluție complexă și controversată, fiind supusă numeroaselor modificări

legislative și critici din partea industriei. Inițial, prețul de referință a fost stabilit conform unor metodologii vechi, care ulterior au fost înlocuite și ajustate prin diverse ordine emise de ANRM. De-a lungul timpului s-a încercat adaptarea cadrului de calcul la realitățile pieței europene și interne, însă abordarea finală a rămas intens contestată, în special din cauza alegerii unui reper extern pentru determinarea prețului.

Au fost analizate trei variante principale de calcul. Varianta 1 se bazează pe utilizarea cotațiilor zilnice ponderate de la un hub extern, respectiv hub-ul CEGH din Viena. În această abordare, prețul de referință lunar se determină prin calcularea unei medii ponderate a tranzacțiilor efectuate pe piața de gaze la hub-ul CEGH. Apoi, acest preț mediu este ajustat cu factori ce reflectă puterea calorifică medie de referință a gazelor și rata de schimb valutar, pentru a se transforma într-un preț aplicabil pe piața locală. Această metodă a fost aleasă ca metodologie oficială, deși a generat critici semnificative din partea producătorilor, care consideră că prețul obținut nu reflectă condițiile și realitățile pieței interne românești.

Varianta 2 propune ajustarea prețului intern pe baza prețului de închidere al unei burse externe, preluat din surse precum revista Platts European Gas Daily. În această abordare, prețul zilnic afișat de sursa respectivă este mediat simplu și apoi ajustat, similar cu varianta 1, prin aplicarea factorilor de conversie legați de puterea calorifică și de schimb valutar. Această metodă oferă o altă perspectivă asupra prețului de referință, dar nu a fost preferată în final.

Varianta 3, în schimb, abordează calculul prețului de referință printr-o metodă hibridă, ce integrează atât prețurile din piața internă, cât și cele din piața externă. Această metodă presupune calcularea unei medii ponderate între prețul obținut din tranzacțiile interne și prețul derivat din hub-urile externe. Scopul acestei abordări este de a reflecta mai fidel condițiile locale, combinând datele provenite din piața internă cu cele ale unui reper recunoscut la nivel european. Deși această variantă pare a oferi o imagine mai complexă și, teoretic, mai reprezentativă, dezbaterile publice și consultările ulterioare au condus la preferința altor opțiuni.

În urma acestor analize ANRM a optat în final pentru varianta 1 – cea bazată pe cotațiile zilnice ponderate de la hub-ul CEGH din Viena. Această decizie a fost întâmpinată cu numeroase critici din partea producătorilor și asociațiilor din industrie, care susțin că prețurile tranzacționate pe piața CEGH nu corespund realităților din piața internă românească. Criticii argumentează că, în alte țări europene, prețurile de referință sunt calculate pe baza datelor efective din piața locală, iar astfel, metoda adoptată în România – bazată pe un reper extern – creează un decalaj care poate afecta negativ producătorii și, implicit, economia națională.

Algoritm de calcul al prețului de referință al gazelor naturale

Algoritmul de calcul al prețului de referință pentru gazele naturale este o procedură complexă. În esență, integrează mai multe etape esențiale, fiecare jucând un rol important în stabilirea unui preț care să fie reprezentativ pentru calitatea, energia conținută și volumul de gaze procesate.

Primul pas al algoritmului constă în determinarea compoziției gazului natural. Aceasta se realizează prin analize detaliate de laborator, de regulă folosind tehnici cromatografice, care permit identificarea și cuantificarea fiecărei componente din amestec – metanul, etanul, propanul, butanul și alți compuși, precum și eventualele impurități, cum ar fi dioxidul de carbon și azotul. Această analiză este esențială deoarece compoziția chimică a gazului influențează direct puterea calorifică, adică energia termică eliberată la ardere, și, implicit, valoarea energetică a gazului. Prin cunoașterea exactă a fracțiilor molare ale fiecărui component, se poate clasifica gazul ca fiind bogat sau sărac, o diferență care are un impact major asupra prețului de referință.

În continuare, se trece la determinarea volumelor de extracție din fiecare zonă de producție. Gazele naturale sunt extrase din diferite zăcăminte, fiecare având caracteristici geologice unice și rate de producție variabile. Datele privind volumul extras sunt esențiale pentru a calcula media ponderată a compoziției gazului, astfel încât fiecare zăcămintă să contribuie proporțional la valoarea finală. Astfel, se obține o compoziție medie care reflectă realitatea operațională a întregului sistem de producție.

Formula pentru calculul fracțiilor molare medii ponderate este următoarea:

$$\overline{y_{Cj}} = \frac{\sum_{k=1}^n y_{Cj,k} \cdot V_k}{\sum_{k=1}^n V_k} \quad (5.1)$$

unde:

$\overline{y_{Cj}}$ este fracția molară medie ponderată a componentei C_j (cum ar fi metan, etan, etc.),

$y_{Cj,k}$ este fracția molară a componentei C_j în centrul de producție k ,

V_k este volumul de gaze extras din centrul de producție k exprimat în milioane m^3_N ,

n este numărul de centre de producție (zăcăminte) considerate.

După ce se determină compoziția și volumul, următorul pas este calculul puterii calorifice a gazului natural. Acest calcul este esențial, deoarece puterea calorifică este una dintre variabilele cheie care influențează prețul final al gazelor. O energie termică mai mare înseamnă, în general, un preț de referință mai ridicat, deoarece se presupune că gazul este de o calitate superioară și oferă o valoare energetică mai mare.

Un alt element important este ajustarea valorii puterii calorifice pentru a ține cont de comportamentul real al gazelor. În condiții ideale, gazele se comportă conform legilor clasice, însă, în practică, la presiuni mari și temperaturi scăzute, acestea deviază de la comportamentul ideal. Acest factor de neidealitate este luat în considerare pentru a corecta valoarea calculată a puterii calorifice, astfel încât să reflecte condițiile reale de extracție și transport. Ajustarea este esențială pentru a se asigura că prețul de referință nu este calculat pe baza unor valori teoretice care ar putea fi mult diferite de cele întâlnite în practică.

Odată ce compoziția medie, volumul extras și puterea calorică ajustată sunt determinate, se trece la etapa de integrare a acestor informații cu datele de piață. Această integrare include considerarea prețurilor de pe piețele internaționale de energie, cursurile de schimb valutar și alți indicatori economici relevanți. Scopul este de a obține o medie ponderată a prețului, care să reflecte atât valoarea energetică a gazului, cât și condițiile economice și reglementările aplicabile în sectorul energetic. În acest fel, prețul de referință devine o măsură completă, care servește drept bază pentru calcularea redevențelor și pentru stabilirea prețurilor în tranzacțiile ulterioare.

5.4 Impactul metodologiei de stabilire a prețului de referință: Studiu comparativ România – Austria

Austria, situată în inima Europei Centrale, a jucat un rol de nod strategic în rețeaua europeană de gaze, facilitând tranzitul gazelor către alte țări din Europa Centrală și de Vest prin hub-ul din Baumgarten, operat de Central European Gas Hub (CEGH), însă producția sa internă este foarte redusă. În 2023, gazele naturale produse intern acopereau doar aproximativ 7,9% din necesarul național, marcând un declin de 70% față de valorile din 2000. Această situație a crescut dependența Austriei de importuri, în special de gazele naturale rusești, importurile din Rusia reprezentând 98% din totalul gazelor importate.

În contrast puternic, România se bucură de resurse interne substanțiale, fiind unul dintre cei mai mari producători de gaze naturale din Uniunea Europeană. Producția internă robustă, alimentată de rezerve extinse onshore și noi descoperiri offshore în Marea Neagră, îi permite României să-și acopere aproape integral necesarul energetic. Această independență energetică oferă României o stabilitate și o flexibilitate pe care Austria nu o poate atinge.

Totuși, metoda actuală de stabilire a prețului de referință pentru gazele naturale în România ridică probleme importante. În februarie 2018, ANRM a modificat metodologia, stabilind prețul de referință pe baza cotațiilor de pe piața pentru ziua următoare de la CEGH din Baumgarten, Austria – cunoscut sub numele de CEGHIX. Această schimbare a generat controverse în rândul producătorilor locali și al experților, deoarece cotațiile austriece includ

costuri asociate cu transportul și tarifele de intrare în sistemul austriac, ceea ce determină un preț artificial mai ridicat decât cel din piața românească. Mai mult, CEGHIX se formează pe baza tranzacțiilor de ziua următoare, caracterizate prin volatilitate ridicată, în timp ce în România tranzacțiile producătorilor se desfășoară preponderent prin contracte pe termen lung, care sunt mult mai stabile.

Această discrepanță a avut consecințe semnificative asupra producătorilor de gaze naturale. De exemplu, conform datelor prezentate în figura 5.2, începând cu 2018, prețul de referință ANRM a fost constant mai ridicat decât prețurile medii ale contractelor bilaterale. În aprilie 2018, diferența a fost de 48,2%, iar în lunile de vară ale anului acela diferențele au depășit 40%. În 2021, diferențele au ajuns la valori extreme, cu variații de peste 50% și, în ianuarie 2022, prețul de referință era cu două ori mai mare decât prețul mediu de pe piața locală. Se observă o aliniere mai strânsă între prețul ANRM și cel al contractelor bilaterale, doar în ultimele 3 luni ale lui 2023. Spre exemplu, în noiembrie 2023, prețul de referință ANRM era doar cu 0,9% mai mic decât cel al contractelor bilaterale. Totuși, în lunile următoare, diferențele au variat, cu o creștere de până la 25,9% în august 2024, arătând că volatilitatea prețului de referință este prezentă.

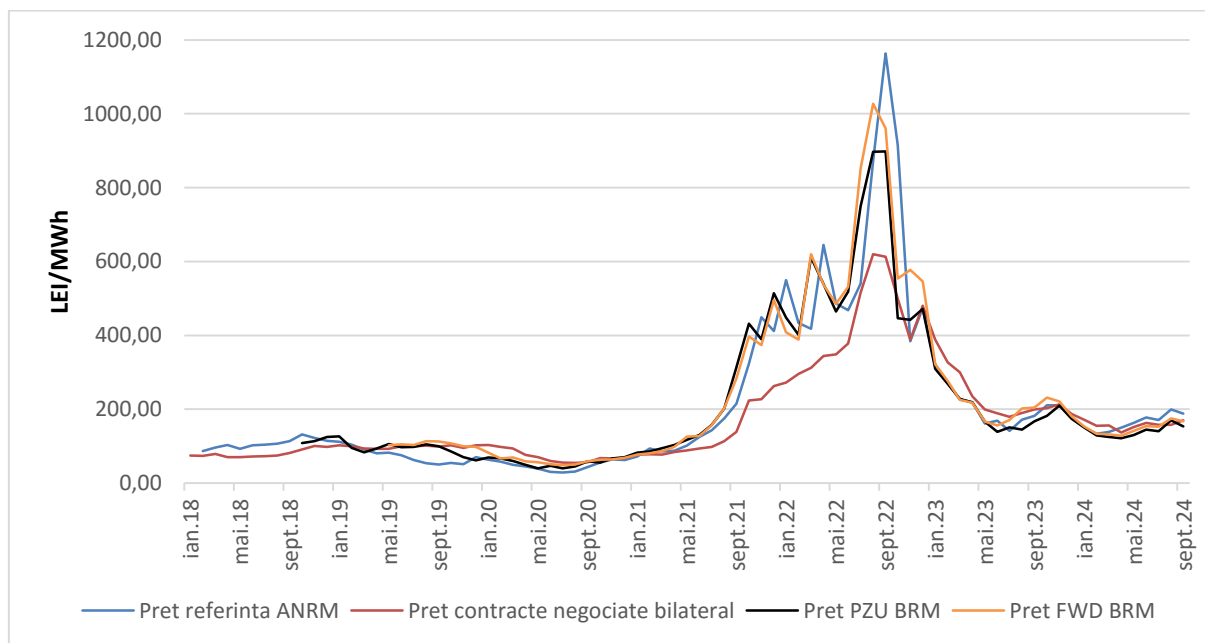


Fig. 5.2. Evoluția lunară a prețului PZU din Austria (preț referință ANRM) și prețului PZU, prețului contractelor negociate bilateral și prețului contractelor pe termen lung (FWD) din România, 2018-2024

Aceste diferențe indică faptul că utilizarea prețurilor de pe piața externă pentru stabilirea redevențelor poate conduce la o suprainpozitare a producătorilor români. O astfel de situație

contravine principiilor de echitate fiscală, care stipulează că sarcina fiscală ar trebui să reflecte veniturile reale și puterea contributivă a producătorilor. De asemenea, aceasta afectează competitivitatea sectorului, întrucât prețul de referință mai ridicat determină costuri suplimentare ce pot descuraja investițiile în explorare și dezvoltare.

De asemenea, dacă extindem analiza și comparăm zilnic bază prețului de referință ANRM, adică prețul pentru ziua următoare din Austria cu cel pentru ziua următoare din România, pentru aceeași perioadă, 2018-2024, se evidențiază și aici diferențe semnificative în dinamica piețelor celor două țări. Deși există o corelație ridicată între cele două piețe, rezultatele relevă și faptul că variațiile zilnice nu sunt la fel de strâns corelate, indicând influențe diferite asupra formării prețurilor chiar și pentru același produs.

Se impune o reevaluare a metodologiei de calcul a prețului de referință, astfel încât acesta să fie corelat cu condițiile specifice pieței interne. Exemplul Ucrainei, care, la câteva luni bune după atacul Rusiei, a eliminat prețurile externe din calculul redevențelor și s-a bazat pe prețurile realizate pe piața internă, ar putea servi ca un model pentru România.

5.5 Propuneri de calcul al prețului de referință a gazelor în România

Varianta 1 propune eliminarea completă a conceptului de preț de referință și calculul redevențelor pe baza veniturilor efectiv realizate din vânzarea gazelor naturale. În această abordare, producătorii raportează autorităților volumul total de gaze produse și prețul la care acestea au fost vândute în perioada de referință. Astfel, redevența devine o taxă direct legată de cifra de afaceri, ceea ce simplifică modul de calcul și se aliniază practicilor internaționale.

Varianta 2 revine la metodologia propusă (2022) anterior de ANRM, care se bazează pe tranzacțiile realizate pe BRM și OPCOM. Această abordare calculează prețul de referință ca o medie ponderată a tranzacțiilor pe diferite segmente de piață. Prin această metodă, se captează prețurile și volumele efectiv tranzacționate în cadrul pieței interne, oferind o imagine fidelă a condițiilor comerciale reale din România. Există, de asemenea, o variantă b care integrează o ajustare bazată pe volatilitatea pieței, astfel încât fluctuațiile extreme să fie moderate și să se reflecte o corecție automată a prețului de referință în funcție de randamentul lunar observat.

Varianta 3 oferă o abordare simplificată, concentrându-se pe calculul medianei prețurilor tranzacționate pe bursele interne, fără a lua în considerare volumele asociate fiecărei tranzacții. În esență, se colectează prețurile medii lunare din cadrul piețelor de pe BRM și OPCOM, iar prețul de referință este determinat ca mediana acestor valori. Această metodă are avantajul de a reduce impactul tranzacțiilor cu prețuri extreme, oferind un indicator stabil și reprezentativ, fără a complica procesul cu ponderări suplimentare. Totuși, ignorarea volumelor tranzacționate

poate duce la o reprezentare mai puțin fidelă a dinamicii pieței, deoarece prețurile tranzacțiilor cu volume mari pot avea o importanță economică mai mare decât cele cu volume reduse. Cu toate acestea, simplitatea și transparența acestei metode o fac atractivă, în special în contextul în care se dorește o recalibrare rapidă a prețului de referință pe baza datelor disponibile intern.

Varianta 4 propune o abordare cuprinzătoare, care integrează toate tranzacțiile cu gaze naturale din producția internă, incluzând atât cele efectuate pe bursele interne (BRM și OPCOM), cât și contractele bilaterale. Metoda calculează prețul mediu ponderat al tuturor acestor tranzacții, astfel încât rezultatul final să reflecte în mod complet prețurile reale practicate pe piața românească.

O observație importantă este că, indiferent de metoda aleasă, se recomandă eliminarea decalajului temporal actual, care se bazează pe date din luna anterioară. În era digitalizării și a tehnologiilor avansate de procesare a datelor, este posibilă utilizarea datelor actuale, ceea ce ar reduce discrepanțele între prețul de referință și prețurile efectiv realizate pe piața românească. Astfel, o metodologie modernizată ar permite actualizarea zilnică a prețului de referință și ar asigura o corelare mai strânsă cu realitățile economice interne.

În ansamblu, propunerile de calcul al prețului de referință al gazelor naturale în România sunt menite să îmbunătățească sistemul actual, care se bazează exclusiv pe cotațiile de pe piața din Austria, fără a reflecta specificul și condițiile locale. Fiecare variantă are propriile sale avantaje și dezavantaje, dar toate urmăresc același scop: obținerea unui preț de referință care să fie corelat cu realitățile pieței interne, să fie echitabil din punct de vedere fiscal și să stimuleze investițiile în sectorul gazelor naturale.

5.6 Concluzii asupra variantelor de calcul

Subcapitolul acesta se concentrează pe evaluarea impactului diferitelor metode de calcul ale prețului de referință asupra redevențelor datorate de producătorii de gaze naturale, bazându-se pe analiza datelor din zece zone de producție din România pe parcursul a șase luni consecutive. Scopul principal al acestei analize a fost de a evidenția modul în care fiecare metodă de calcul influențează rezultatele financiare, iar prin comparația realizată se pot formula recomandări concrete pentru îmbunătățirea sistemului actual.

Analiza efectuată arată că, în perioadele cu volatilitate intensă, cum a fost anul 2022, metoda actuală conduce la redevențe considerabil mai mari decât cele care ar fi fost calculate pe baza datelor interne. Această discrepanță poate duce la o supraimpozitare a producătorilor, afectând astfel competitivitatea sectorului și descurajând investițiile viitoare.

În cadrul analizei s-au testat și propunerile alternative de calcul, reprezentate prin mai multe variante. Una dintre acestea, varianta 2, se bazează pe prețurile și volumele tranzacționate pe piețele interne, BRM și OPCOM. Rezultatele obținute cu această variantă au indicat redevențe care sunt mai apropiate de veniturile efectiv realizate de producători și, implicit, un nivel de impozitare mai echitabil.

O altă abordare, varianta 3, propune utilizarea medianei prețurilor tranzacționate pe bursele interne. Această metodă simplificată are avantajul de a reduce influența valorilor extreme, care ar putea distorsiona media, și oferă o estimare rapidă a prețului de referință. Totuși, analiza a arătat că în perioadele de volatilitate intensă, cum a fost 2022, mediana este mai sensibilă la tranzacțiile cu prețuri foarte ridicate sau foarte scăzute, rezultând redevențe semnificativ variabile comparativ cu metodele care utilizează media ponderată. Această sensibilitate face ca, în situații de fluctuații accentuate, varianta 3 să producă rezultate mai instabile și mai puțin reprezentative pentru realitatea pieței interne.

Varianta 4 combină, pe de o parte, tranzacțiile efectuate pe bursele interne și, pe de altă parte, contractele bilaterale. Prin includerea tuturor tranzacțiilor realizate în producția internă, această metodă oferă o imagine completă a prețurilor practicate pe piața românească. Această abordare cuprinzătoare asigură o aliniere mai fidelă cu veniturile reale ale producătorilor. Rezultatele evidențiază faptul că, deși în condiții de piață normale diferențele între variantele 2, 3 și 4 sunt minore, în perioadele de volatilitate, metodele bazate pe media ponderată par să ofere o stabilitate mai mare decât cea obținută prin calculul medianei.

În analiza comparativă, tabelul 5.1 arată prețurile de referință calculate prin diferitele metode, iar tabelul 5.2 ilustrează impactul diferitelor metode de calcul asupra redevențelor pentru un producător din zona 1, pe mai multe luni reprezentative. Datele prezentate în tabelul 5.2 arată clar că metoda actuală, bazată pe cotațiile externe și cu decalaj de o lună, conduce la redevențe semnificativ mai mari, în special în perioadele de creștere accentuată a prețurilor pe piața externă. De exemplu, în martie 2022, redevența totală calculată prin varianta care utilizează mediana prețurilor este mult mai ridicată decât cea obținută prin varianta care combină datele de pe bursele interne și contractele bilaterale. Aceste diferențe subliniază cât de sensibilă este metoda actuală la volatilitatea pieței externe și evidențiază necesitatea de a utiliza o metodologie care să fie mai bine adaptată realităților economice interne.

Tabel 5.1. Prețul de referință al gazelor naturale calculat prin metoda actuală și prin cele trei variante propuse, Lei/m³

Luna / Preț referință, lei/m³	Varianta actuala	Varianta propusa 2A	Varianta propusa 2Bi*	Varianta propusa 2	Varianta propusa 3
Decembrie 2021	4.39	N/A	N/A	N/A	N/A
Ianuarie 2022	5.86	3.97	3.70	4.82	3.33
Februarie 2022	4.62	4.05	3.85	4.23	3.54
Martie 2022	4.46	4.41	3.85	6.36	3.77
Aprilie 2022	6.88	4.67	4.11	5.88	4.24
Mai 2022	5.19	4.35	3.97	5.12	4.06
Iunie 2022	4.99	4.52	4.00	5.03	4.30
Decembrie 2023	1.87	N/A	N/A	N/A	N/A
Ianuarie 2024	1.61	1.73	1.66	1.85	1.84
Februarie 2024	1.41	1.53	1.47	1.54	1.66
Martie 2024	1.47	1.46	1.40	1.54	1.64
Aprilie 2024	1.59	1.35	1.33	1.37	1.44
Mai 2024	1.73	1.44	1.43	1.46	1.54
Iunie 2024	1.89	1.57	1.57	1.58	1.66

De asemenea, analiza arată că, pe măsură ce piața se stabilizează, diferențele dintre metodele propuse devin semnificativ mai reduse. În condiții de piață normale, datele din 2023-2024 indică o aliniere relativ bună între prețurile calculate prin variantele 2, 3 și 4, sugerând că oricare dintre aceste metode ar putea fi aplicată cu succes.

Tabel 5.2. Impactul diferitelor metode de calcul asupra redevențelor pentru producătorul din zona 1

Producator zona 1	Volum, mil. m ³ /luna	PCS, kJ/m ³ _N	Pret ref. prod. varianta actuala lei/m ³	Redevent a varianta actuala, mil. lei	Pret ref. prod. varianta actuala* lei/m ³	Red. varianta actuala** , mil. lei	Pret ref. prod. v2A, lei/m ³	Red. v2A, mil lei	Pret ref. prod v2Bi lei/m ³	Red. v2Bi mil. lei	Pret ref. prod. v3, lei/m ³	Red. v3, mil. lei	Pret ref. prod. v4, lei/m ³	Red. v4, mil. lei
Ian '22	100.47	39541.76	4.49*	67.73	6.03	90.94	4.09	61.66	3.81	57.34	4.96	74.81	3.43	51.69
Feb '22	144.75	39500.91	6.03	131.02	4.76	103.27	4.17	90.47	3.96	85.95	4.35	94.50	3.64	79.03
Mar '22	107.1	39444.69	4.76	76.41	4.58	73.63	4.53	72.81	3.95	63.51	6.53	104.95	3.87	62.22
Total	352.32			275.16		267.84		224.93		206.81		274.26		192.94
*PCS Dec '21= 39297.60 kJ/ m³_N **fara decalaj de o luna														
Apr '22	73.19	39520.9	4.58	50.31	7.08	77.72	4.81	52.81	4.23	52.81	6.05	66.38	4.36	47.85
Mai '22	77.58	39563.56	7.08	82.39	5.35	62.25	4.48	52.12	4.09	52.12	5.27	61.38	4.18	48.65
Iun '22	85.85	39498.35	5.35	68.89	5.13	66.10	4.64	59.81	4.11	59.81	5.17	66.61	4.43	57.01
Total	236.62			201.59		206.07		164.74		164.74		194.37		153.51

UNIVERSITATEA "PETROL-GAZE" DIN PLOIEȘTI

Producator zona 1	Volum , mil. m ³ /luna	PCS,kJ/m ³ N	Pret ref. prod. variant a actuala lei/m ³	Redevent a varianta actuala, mil. lei	Pret ref. prod. varianta actuala* * lei/m ³	Red. varianta actuala** , mil. lei	Pret ref. prod. v2A, lei/m ³	Red. v2A, mil lei	Pret ref. prod v2Bi lei/m ³	Red. v2Bi mil. lei	Pret ref. prod. v3, lei/m ³	Red. v3, mil. lei	Pret ref. prod. v4, lei/m ³	Red. v4, mil. lei
Ian '24	100.4 7	39541.76	1.92*	28.88	1.65	24.92	1.78	26.86	1.71	25.76	1.90	28.66	1.90	28.58
Feb '24	144.7 5	39500.91	1.65	35.90	1.45	31.59	1.57	34.14	1.51	32.73	1.59	34.42	1.70	36.99
Mar '24	107.1	39444.69	1.45	23.37	1.51	24.32	1.50	24.05	1.44	23.07	1.58	25.43	1.68	27.01
Total	352.3 2			88.15		80.83		85.05		81.56		88.51		92.58
<i>*PCS Dec '23= 39297.60 kJ/ m³_N</i>														
Apr '24	73.19	39520.9	1.51	16.62	1.63	17.94	1.39	15.30	1.37	15.04	1.41	15.49	1.48	16.28
Mai '24	77.58	39563.56	1.63	19.01	1.78	20.74	1.48	17.23	1.47	17.09	1.50	17.48	1.59	18.49
Iun '24	85.85	39498.35	1.78	22.95	1.95	25.06	1.61	20.79	1.61	20.74	1.63	20.96	1.71	22.04
Total	236.6 2			58.59		63.74		53.33		52.87		53.93		56.81

6. UTILIZAREA INTELIGENȚEI ARTIFICIALE

Inteligența artificială a devenit un instrument esențial în sectorul energetic, contribuind la optimizarea operațiunilor și la creșterea eficienței prin analizarea unor volume mari de date pentru a anticipa defecțiunile, a optimiza procesele de foraj și a reduce emisiile de carbon. În contextul volatilității ridicate a prețurilor, IA oferă previziuni precise privind cererea și evoluția prețurilor, aspect ce ajută la luarea deciziilor strategice.

Un rol central îl ocupă învățarea automată (Machine Learning), iar în cadrul acesteia, Deep Learning – prin utilizarea rețelelor neuronale complexe – se dovedește deosebit de eficient în gestionarea datelor voluminoase și în capturarea relațiilor non-liniare complexe între variabile. Aceste modele, care includ arhitecturi precum rețelele neuronale artificiale (ANN), rețelele neuronale profunde (DNN), rețelele neuronale recurente (RNN) și varianta avansată LSTM (Long Short-Term Memory), permit modelarea și previzionarea variabilelor din medii complexe, cum este cel energetic.

Contribuțiile personale din această teză se regăsesc în două studii majore. Primul studiu se concentrează pe prognoza consumului de gaze în sectorul rezidențial, unde au fost implementate modele precum MLP, CNN, LSTM simplu și Stack-LSTM. Evaluarea performanței, măsurată prin MSE, MAE și coeficientul de determinare R^2 , a evidențiat că modelele CNN și Stack-LSTM au obținut rezultate superioare, în special în perioade cu variații accentuate de temperatură. Cel de-al doilea studiu analizează utilizarea LSTM pentru prognoza prețurilor gazelor naturale pe piața din România, folosind date zilnice de temperatură ca variabilă exogenă. Modelul obținut a demonstrat o acuratețe ridicată, cu valori scăzute ale MSE și MAPE și un R^2 de 0,89, confirmând eficiența tehnicilor avansate de învățare automată în capturarea fluctuațiilor de preț.

Pe termen lung, integrarea IA în stabilirea prețului de referință al gazelor naturale poate înlocui metodele statice actuale, care se bazează pe cotații cu decalaj lunar, cu un sistem dinamic de actualizare zilnică, preluând datele în timp real de pe platforme precum BRM și OPCOM. Astfel, se poate obține un preț de referință mai apropiat de realitatea tranzacțională, reducând erorile și sporind transparența. În plus, modelele antrenate continuu, care combină date istorice și informații exogene, pot emite prognoze pe termen scurt și mediu, facilitând gestionarea riscurilor.

Cu toate că implementarea acestor modele implică investiții semnificative în infrastructură hardware și expertiză specializată, beneficiile potențiale sunt considerabile.

7. CONCLUZII, CONTRIBUȚII PERSONALE ȘI DIRECȚII VIITOARE

Concluzii și contribuții personale

1. **Mecanismele de preț:** am analizat cum OPE, GOG, RCS și restul mecanismelor modelează piața gazelor, arătând că nu există un mecanism universal de stabilire a prețului.
2. **OPE vs. GOG:** am demonstrat cum Europa a trecut de la OPE la GOG, în timp ce alte regiuni păstrează mecanisme reglementate, reflectând diferențe de infrastructură și politici.
3. **Infrastructură și liberalizare:** am evidențiat că dezvoltarea hub-urilor de tranzacționare, a conductelor și a terminalelor GNL joacă un rol esențial în trecerea de la mecanisme indexate la petrol la competiția gaz-la-gaz, oferind totodată flexibilitate și transparență participanților la piață.
4. **Relația petrol-gaze:** am demonstrat, prin corelații, că în Europa (Brent–TTF) legătura petrol-gaze este mai puternică ($\sim 0,72$) decât în SUA (WTI–Henry Hub, $\sim 0,32$), reflectând diferențe de piață și infrastructură.
5. **Dinamica petrol-gaze:** am arătat că relația dintre prețul petrolului și gazelor naturale nu este fixă, ci evoluează în funcție de factori geopolitici (conflicte, sancțiuni), șocuri economice (crize financiare, pandemii) și inovări tehnologice (ex. gaze de șist), contribuind la o mai bună înțelegere a complexității piețelor energetice.
6. **Hub-urile europene:** am investigat modul în care hub-uri precum TTF, NBP sau THE influențează piața gazelor din Europa. Analizele statistice și econometrice au arătat că TTF s-a impus ca principal reper de preț, reflectând o lichiditate superioară și interconexiuni dezvoltate cu restul piețelor europene.
7. **Piața României:** am arătat, prin corelații și teste de cauzalitate, că piața românească (PVT) rămâne slab conectată la hub-urile europene, din cauza intervențiilor guvernamentale și reglementărilor instabile.
8. **Integrarea piețelor:** am stabilit că, deși majoritatea hub-urilor europene (CEGH, PSV, PVB etc.) manifestă convergență de preț cu cele din Nord-Vest, încă persistă divergențe temporare, mai ales în perioade de criză geopolitică sau când infrastructura nu poate gestiona fluxuri rapide (ex. substituirea gazului rusesc).
9. **Rolul hub-urilor mai mici:** am demonstrat că hub-urile THE, TRF (active) și PSV, PVB, ZTP (mai slabe) devin tot mai relevante datorită importurilor de GNL și tranzacțiilor flexibile. Am evidențiat și oportunitatea României, care, prin exploatarea Neptun Deep și modernizarea infrastructurii, poate deveni un hub regional competitiv.

10. **Metode de analiză:** am aplicat testul Toda-Yamamoto, arătând că prețurile din Europa sunt influențate de fluxuri cauzale multiple. TTF domină, dar și hub-urile periferice (PSV, PVT) pot influența temporar piața, în timp ce altele (PVB) acționează mai mult ca receptori de preț.
11. **Modele de stabilire a prețului:** am prezentat, în mod comparativ, diverse metodologii de stabilire a prețurilor de referință la gazele naturale extrase în diverse piețe (China, Brazilia, India, Norvegia, Marea Britanie, Olanda, Ungaria, Polonia). Aici am subliniat faptul că piețele europene mature (precum Olanda sau Marea Britanie) nu mai utilizează prețuri de referință prestabilite, ci se bazează pe prețurile efective realizate în tranzacțiile de piață. În schimb, piețele mai mici (de ex. Ungaria, Polonia) recurg la referințe stabilite prin indexare la hub-uri europene (TTF, TGE) și la formule mai rigide. Totodată, în America Latină și Asia predomină indexarea cu alți combustibili ceea ce limitează tranziția integrală spre un regim GOG. Reformele recente din India și China semnalează doar o orientare parțială către piață, înlocuind treptat prețurile strict reglementate.
12. **Politici fiscale și rentabilitate:** am analizat impactul taxării asupra investițiilor. Norvegia menține proiectele profitabile chiar și după impozitare, atrăgând investiții. În schimb, Polonia impune taxe mai mari, descurajând dezvoltarea noilor zăcăminte.
13. **Declinul producției și securitatea energetică:** am arătat că producția de gaze scade în Europa (ex. închiderea Groningen), iar criza importurilor rusești impune surse alternative. România, prin exploatarea offshore și gazele de șist, poate deveni un actor-cheie în reechilibrarea pieței regionale.
14. **Piața internă:** am analizat în detaliu piața gazelor naturale din România, demonstrând rolul esențial al producției interne în asigurarea securității energetice și reducerea dependenței de importuri. Am evidențiat contribuția sectorului de gaze la mixul energetic național, subliniind importanța modernizării și diversificării infrastructurii.
15. **Potențialul României:** am evidențiat existența unor rezerve importante de gaze de șist (ex. Platforma Moldovenească, Platforma Moesică), care, dacă ar fi exploatate, ar putea consolida securitatea energetică.
16. **Tehnologii moderne de foraj:** am arătat cum tehnicile avansate de fisurare hidraulică și foraj orizontal au făcut exploatarea gazelor neconvenționale mai eficientă și mai sustenabilă.
17. **Metode alternative de fisurare:** am analizat tehnologii precum fisurarea electrică, prin impulsuri explozive sau cu CO₂ /N₂ , care reduc consumul de apă și impactul geologic.

18. **Experiența externă ca punct de reper:** am evidențiat cum SUA și China au reușit să extindă rapid exploatarea gazelor de șist, oferind modele și bune practici pe care România le poate adapta pentru a minimiza riscurile și costurile.
19. **Provocări de mediu și sociale:** am subliniat riscurile (contaminarea apei, microseisme, consum ridicat de apă) și am arătat că acestea pot fi reduse prin tehnologii avansate și monitorizare strictă, dar acceptarea publică depinde de transparență și reglementări clare.
20. **Oportunitate economică:** am arătat că prețurile ridicate și dorința de independență energetică justifică noi explorări. Gazele de șist ar putea deveni rentabile, sprijinind dezvoltarea regională.
21. **Responsabilitate și strategie:** am subliniat că România, având deja experiență în producția convențională, poate profita de resursele sale de șist pentru a-și crește rolul pe piața regională de gaze. Exploatarea ar trebui, însă, să fie fundamentată pe studii de impact serioase, pe parteneriate transparente cu investitorii și pe comunicarea permanentă cu comunitățile locale.
22. **Analiza metodologiilor de preț:** am demonstrat că metoda bazată pe cotațiile CEGH nu reflectă corect piața românească, generând discrepanțe în calculul redevențelor.
23. **Problema decalajului temporal:** am arătat că utilizarea prețurilor din luna precedentă distorsionează calculele, mai ales în perioade volatile. Eliminarea decalajului îmbunătățește acuratețea și corelarea cu piața.
24. **Prețul de referință și CEGH:** am demonstrat că stabilirea prețului exclusiv pe baza CEGH supraevaluează adesea gazele românești și nu asigură un calcul echitabil al redevențelor.
25. **Metode alternative de calcul:** am propus patru variante de calcul mai precise, incluzând tranzacțiile interne, contractele bilaterale și prețuri bazate pe mediană sau medie ponderată.
26. **Reprezentativitatea pieței interne:** am evidențiat că integrarea tranzacțiilor de pe BRM și OPCOM (variantele 2 și 4) asigură o corelare echitabilă între prețul efectiv realizat și nivelul redevențelor. Astfel, producătorii achită taxe în funcție de veniturile reale, iar statul încasează redevențe corecte, fără a se baza pe fluctuațiile unei alte piețe (CEGH).
27. **Sensibilitatea la volatilitate:** analizele mele au arătat că atunci când piața este puternic volatilă (precum în 2022), metodele bazate pe mediană (var. 3) sau pe cotații externe (var. actuală) pot induce diferențe foarte mari între lunile consecutive. În schimb, adoptarea unui preț mediu ponderat cu volumele tranzacționate local (var. 2 și 4) oferă un echilibru mai bun și stabilitate în sistem.
28. **Impact asupra investițiilor:** am evidențiat că un sistem echitabil de redevențe încurajează investițiile, consolidând securitatea energetică și competitivitatea mixului energetic.

29. **Inteligența artificială în energie:** am arătat că IA optimizează industria gazelor, de la foraj și diagnosticare tehnică până la modelarea cererii și prețurilor în piețe volatile.
30. **Integrarea tehnicilor avansate de Machine Learning și Deep Learning:** am propus și implementat rețele neuronale (LSTM simple, Stack-LSTM, CNN) pentru:
- Predicția consumului de gaze naturale, incluzând factori meteo (temperatură medie zilnică), obținând o creștere a acurateții prognozei.
 - Prognoza prețurilor gazelor din România, evidențiind importanța variabilelor exogene precum temperatura și relevanța modelelor LSTM în captarea dependențelor temporale pe termen lung.
 - Rezultatele indică erori reduse (MSE, MAE) și un coeficient de determinare R^2 ridicat, validând superioritatea rețelelor neuronale față de tehnicile clasice.

Direcții de cercetare viitoare

1. **Rolul gazelor de șist și al noilor surse neconvenționale:** Extinderea producției de gaze neconvenționale în alte regiuni din lume (Europa, America Latină, Asia) poate accentua fragmentarea relației petrol–gaze și ar merita o analiză comparativă cu piața nord-americană.
2. **Evaluarea gradului de integrare a pieței românești după reliberalizare:** propun aprofundarea testelor econometrice pe un interval mai extins (inclusiv post-2024) pentru a observa dacă noi investiții (proiectul Neptun Deep, extinderea infrastructurii de interconectare) pot reduce decalajele dintre PVT și hub-urile occidentale.
3. **Analiza impactului GNL în sudul și estul Europei:** analiza fluxurilor de GNL în hub-uri precum PVT, PSV și Grecia, pentru a observa măsura în care noile terminale reorientează prețurile regionale, creând noi puncte de convergență cu restul Europei.
4. **Tehnologii neconvenționale și noile resurse:** o investigație suplimentară merită realizată în țările care au făcut pași către fisurarea hidrocarburilor (ex. Polonia, China), pentru a evalua în ce măsură impozitarea și prețurile de piață pot susține exploatarea gazelor neconvenționale, totodată integrând preocupările legate de mediu.
5. **Integrarea datelor în timp real:** Se pot dezvolta platforme informatice care să colecteze și să proceseze automat tranzacțiile de pe BRM și OPCOM, permițând un calcul al prețului de referință actualizat în timp real, eliminând complet decalajele temporale.
6. **Reglementarea și acceptabilitatea socială:** investigarea modurilor de comunicare și consultare cu comunitățile, testarea tehnologiilor alternative în zone-pilot și definirea unor standarde stricte de mediu și siguranță, ca parte a unui cadru legal actualizat.

7. **Integrarea unor seturi de date mai extinse și diversificate:** Extinderea modelelor existente prin includerea altor factori exogeni (indicatori macroeconomici, fluxuri de import-export, capacități de stocare, date geopolitice și socio-economice) pentru a obține predicții de preț sau de consum și mai precise.

BIBLIOGRAFIE

1. Hafner, M. and Luciani, G., *The Trading and Price Discovery for Natural Gas*, The Palgrave Handbook of International Energy Economics, 2022, ISBN 978-3-030-86883-3
2. ***, *Wholesale Gas Price Survey 2024 Edition*, International Gas Union, London, 2024
3. Till, H. and McHich, A., CME Group, [Online], 1 October 2020, <https://www.cmegroup.com/education/articles-and-reports/is-oil-indexation-still-relevant-for-pricing-natural-gas.html>
4. Sen, A., *The Pricing of Internationally Traded Gas*, Oxford University Press, 2012
5. Gutium, T., *Gas Pricing Mechanisms: Overview, Comparative Analysis and Recommendations*. International Conference on Electromechanical and Energy Systems (SIELMEN), Iasi, 2021
6. Alhajji, A., Energy Outlook Advisors, [Online], 22 May 2023, <https://anasalhajjioa.substack.com/p/understanding-pricing-mechanisms>
7. Bachmeier, L. J. and Griffin, J. M., *Testing for Market Integration: Crude Oil, Coal, and Natural Gas*, The Energy Journal, vol. 27, no. 2, 2006
8. Brigida, M., *The Switching Relationship Between Natural Gas and Crude Oil Prices*, Energy Economics, vol. 43, 2014
9. Panagiotidis, T. and Rutledge, E., *Oil and Gas Market in the UK: Evidence from a Cointegration Approach*, Energy Economics, vol. 29, no. 2, 2007
10. Ramberg, D. J. and Parsons, J. E., *The Weak Tie Between Natural Gas and Oil Prices*. The Energy Journal, vol. 33, no. 2, 2012
11. Aguiar-Conraria, L., Conceigao, G. and Soares, M. J., *How Far is Gas from Becoming a Global Commodity?*, The Energy Journal, vol. 43, no. 4, 2022
12. Geng, J. B., Ji, Q. and Fan, Y., *The Impact of the North American Shale Gas Revolution on Regional Natural Gas Markets: Evidence from the Regime-Switching Model*. Energy Policy, vol. 96, 2016
13. Cai, Y. and Wu, Y., *Understanding Gas Pricing Mechanisms: Implications for the Asian Market*, Australasian Journal of Environmental Management, vol. 28, no. 4, 2021
14. Halser, C., Paraschiv, F. and Russo, M., *Oil–Gas Price Relationships on Three Continents: Disruptions and Equilibria*, Journal of Commodity Markets, vol. 31, 2023
15. Hasanli, M., *Re-examining Crude Oil and Natural Gas Price Relationship: Evidence from Time-Varying Regime-Switching Models*, Energy Economics, vol. 133, 2024
16. Chen, L., Pan, L. and Zhang, K., *The Dynamic Cointegration Relationship Between International Crude Oil, Natural Gas, and Coal Price*, Energies, vol. 17, no. 13, 2024.
17. Dinu, F., Aidoni, A. and Oprea, G. I., *The Impact of Covid-19 on Natural Gas Markets in 2020*, Romanian Journal of Petroleum & Gas Technology, vol. II (LXXIII), no. 1, 2021.
18. ***, Numeracy, Maths and Statistics., [Online], <https://www.ncl.ac.uk/webtemplate/ask-assets/external/maths-resources/statistics/regression-and-correlation/strength-of-correlation.html>
19. Dubovsky, O., Biz, [Online], 28 October 2020, <https://biz.nv.ua/ukr/experts/ukrajinskiy-gazoviy-hab-koli-z-yavitsya-i-yak-bude-pracyuvati-infografika-novini-ukrajini-50120508.html>
20. ***, *CEER Final Advice on the Regulatory Oversight of Energy Exchanges*. Council of European Energy Regulators, 2011
21. Shi, X., *Development of Europe's Gas Hubs: Implications for East Asia*, Natural Gas Industry B, vol. 3, no. 4, 2016
22. Miriello, C. and Polo, M., *The Development of Gas Hubs in Europe*, Energy Policy, vol. 84, 2015
23. ***, *Key Developments in European Gas Wholesale Markets*, ACER, 2024

24. Shi, X. and Variam, H. M.P., *Key Elements for Functioning Gas Hubs: A Case Study of East Asia*, Natural Gas Industry B, vol. 5, no. 2, 2018
25. Heather, P., *European Traded Gas Hubs: Their Continued Relevance*, Oxford Institute for Energy Studies, 2023, ISBN 978-1-78467-210-2
26. ***, *The Evolution and Functioning of the Traded Gas Market in Britain*, Oxford Institute for Energy Studies, 2010, ISBN 978-1-907555-15-2
27. ***, *Continental European Gas Hubs: Are They Fit for Purpose?*, Oxford Institute for Energy Studies, 2012, ISBN 978-1-907555-51-0
28. Kristensen, J., *The European Gas Market*, Oxera Consulting LLP, 2022
29. Heather, P., *European Traded Gas Hubs: The Supremacy of TTF*, Oxford Institute for Energy Studies, 2020
30. Heather, P., *European Traded Gas Hubs: The Markets Have Rebalanced*, Oxford Institute for Energy Studies, 2024
31. ***, *European Traded Gas Hubs: A Decade of Change*, Oxford Institute for Energy Studies, 2019
32. ***, *The Evolution of European Traded Gas Hubs*, Oxford Institute for Energy Studies, 2015, ISBN 978-1-78467-046-7
33. ***, CEGH, [Online], 2024, <https://www.cegh.at/en/news/>
34. Heather, P., *European Traded Gas Hubs: German THE Fails to Impress*, Oxford Institute for Energy Studies, 2021
35. ***, Argus, [Online], 22 May 2024, <https://www.argusmedia.com/ja/news-and-insights/latest-market-news/2570882-germany-s-the-hub-fails-to-dent-ttf-predominance>
36. Heather, P., *European Traded Gas Hubs: German Hubs About to Merge*, Oxford Institute for Energy Studies, 2021, ISBN 978-1-78467-179-2
37. ***, *European Traded Gas Hubs: Their Continued Relevance*, Oxford Institute for Energy Studies, 2023, ISBN 978-1-78467-210-2
38. ***, *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2021*, ACER/CEER, 2021
39. Phung, A., Investopedia, [Online], 25 October 2024, <https://www.investopedia.com/ask/answers/06/forwardsandfutures.asp>
40. Mccaffrey, M., Investopedia, [Online], 6 June 2024, <https://www.investopedia.com/articles/optioninvestor/07/swaps.asp>
41. Hargrave, M., Investopedia, [Online], 17 June 2024, <https://www.investopedia.com/terms/o/optionscontract.asp>
42. ***, *Trayport Commodities report Q4 2024*, Trayport, 2024
43. Petrovich, B., *European Gas Hubs: How Strong is Price Correlation?*, Oxford Institute for Energy Studies, 2013, ISBN 978-1-907555-82-4
44. ***, *European Gas Hubs Price Correlation: Barriers to Convergence?*, Oxford Institute for Energy Studies, 2014, ISBN 978-1-78467-010-8
45. Jotanovic, V. and D'Ecclesia, R. L., *The European Gas Market: New Evidences*, Annals of Operations Research, vol. 299, 2021
46. Neumann, A. and Cullmann, A., *What's the Story with Natural Gas Markets in Europe? Empirical Evidence from Spot Trade Data*, 9th International Conference on the European Energy Market, Florence, 2012
47. Gianfreda, A., Grossi, L. and Carlotto, A., *The European Hubs for Natural Gas: An Integration Towards a Single Area?*, 9th International Conference on the European Energy Market, Florence, 2012
48. Alem, D. T., *Spot and Forward Gas Price Dynamics in the Gas Hub Market of Western Europe*, Erasmus School of Economics, 2014

49. Woroniuk, D., Karam, A. and Jamasb, T., *European Gas Markets, Trading Hubs, and Price Formation: A Network Perspective*, Cambridge Working Papers in Economics, University of Cambridge, 2019
50. Maniu, D., *Statistica Descriptiva*, Universitatea Babes Bolyai, Cluj
51. ***, Wikipedia, [Online], https://en.wikipedia.org/wiki/Jarque%E2%80%93Bera_test
52. ***, OriginLab, [Online], <https://www.originlab.com/doc/App/CCF>
53. Triacca, U., *Lesson 17: Vector AutoRegressive Models*, Dipartimento di Ingegneria e Scienze dell'Informazione e Matematica, Università dell'Aquila
54. ***, Wikipedia, [Online], https://en.wikipedia.org/wiki/Granger_causality
55. Lütkepohl, H., *New Introduction to Multiple Time Series Analysis*, Springer, 2005, ISBN 3-540-40172-5
56. Taboga, M., StatLect, [Online], <https://www.statlect.com/fundamentals-of-statistics/Wald-test>
57. Papiez, M. et al., *Are European Natural Gas Markets Connected? A Time-Varying Spillovers Analysis*, Resources Policy, vol. 79, 2022
58. ***, *European Gas Market Trends and Price Drivers: 2023 Market Monitoring Report*, ACER - CEER, 2023
59. ***, Our World in Data, [Online], https://ourworldindata.org/grapher/primary-energy-source-bar?country=USA~CHN~CAN~OWID_EUR~OWID_SAM~OWID_AFR~AUS
60. Paltsev, S. and Zhang, D., *Natural Gas Pricing Reform in China: Getting Closer to a Market System?*, Energy Policy, vol. 86, 2015
61. Zhao, L. and Lulu, Y., *China's Natural Gas Price Reform and Its Impact Analysis*, E3S Web of Conferences, 2021, vol. 251
62. ***, *Notice of the National Development and Reform Commission on Adjusting the Natural Gas Prices*, National Development and Reform Commission of China, 2013
63. Sullivan, S., *China's Long March to Gas Price Freedom: Price Reform in the People's Republic*, The Oxford Institute for Energy Studies, 2018
64. Sukardi, H., ICIS, [Online], 27 May 2021, <https://www.icis.com/explore/resources/news/2021/05/27/10644319/china-s-ndrc-plans-energy-price-reforms-in-14th-five-year-plan>
65. ***, *National Development and Reform Commission - People's Republic of China*, [Online], 27 October 2021, https://en.ndrc.gov.cn/news/mediarresources/202110/t20211027_1301263.html
66. Chen, A., Reuters, [Online], 29 September 2021, <https://www.reuters.com/business/energy/chinas-shanghai-gas-exchange-launches-spot-pricing-imported-lng-2021-09-29>
67. Che, C. et al., *The Pricing Mechanism Analysis of China's Natural Gas Supply Chain under the “Dual Carbon” Target Based on the Perspective of Game Theory*, Sustainability, vol. 14, 2022
68. ***, Fitch Ratings, [Online], 23 April 2021, <https://www.fitchratings.com/research/corporate-finance/china-new-gas-pipeline-tariff-mechanism-to-facilitate-direct-sales-23-04-2021>
69. ***, *OECD Inventory of Support Measures for Fossil Fuels*, OECD, Paris, 2023
70. ***, *Statistical Review of World Energy – 2022, The Brazilian Energy System in 2021*, BP, 2022
71. ***, *Latin America Energy Outlook 2023*, IEA, Paris, 2023
72. Gutman, J. et al., IGU, [Online], 2009, chrome-extension://efaidnbmninnibpcapcglclefindmkaj/http://members.igu.org/html/wgc2009/papers/docs/wgcFinal00781.pdf

73. Meiler, D. and de Almeida, J. L. R., DEMAREST, [Online], 25 May 2022, <https://www.demarest.com.br/en/oil-and-gas-newsletter-no-3/>
74. ***, ANP Resolution no. 875 of April 18, 2022 - DOU OF 04/19/2022, National Agency for Petroleum, Natural gas and Biofuels Brazil, 2022
75. Molnar, G. and Berkenwald, M., IEA, [Online], 17 March 2021, <https://www.iea.org/commentaries/novo-mercado-de-gas-the-brazilian-gas-market-enters-a-new-era>
76. Moura, B., Argus, [Online], 19 February 2024, <https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2539636-more-gas-contracts-same-brazilian-market>
77. ***, Natural Gas World, [Online], 27 May 2024, <https://www.naturalgasworld.com/progress-slow-on-brazils-gas-for-jobs-programme-gas-in-transition-110377>
78. ***, bnamericas, [Online], 16 March 2023, <https://www.bnamericas.com/en/analysis/how-is-the-opening-of-brazils-gas-market-progressing>
79. ***, bnamericas, [Online], 11 April 2023, <https://www.bnamericas.com/en/analysis/brazils-gas-market-likely-to-see-more-price-indexation-options-hedging-operations>
80. Sahu, S. and Singh, R., S&P GLOBAL, [Online], 16 February 2024, <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/shipping/021624-interview-indias-2024-gas-consumption-to-rise-5-6-says-adani-total-gas-ceo>
81. Powell, L., Sati, A. and Tomar, V. K., OBSERVER RESEARCH FOUNDATION, [Online], 9 April 2024, <https://www.orfonline.org/expert-speak/india-as-a-gas-based-economy-six-years-to-go>
82. Stern, J., *The Pricing of Internationally Traded Gas*, The Oxford Institute for Energy Studies, 2012
83. ***, *New Domestic Natural Gas Pricing Guidelines 2014*, Ministry's Gazette notification no. 22011/3/2012ONG, 2014
84. Prasad, V. R., Chugh, S. and Singh, S., *Revisions to the Guidelines on Domestic Natural Gas Pricing*, JSA advocates & solicitors, 2023
85. ***, *Notification - Review of New Domestic Gas Pricing Guidelines, 2014 (L-12015/1/2022-GP-II (E-44157))*, Ministry of Petroleum and Natural Gas, New Delhi, 2023
86. Yep, E. and Dutta, R., S&P Global, [Online], 10 April 2023, <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/lng/041023-india-approves-revised-gas-pricing-regime-to-protect-consumers-from-volatility>
87. ***, Norwegian Petroleum, [Online], Ministry of Energy & Norwegian Offshore Directorate, <https://www.norskipetroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas>
88. ***, Norwegian Petroleum, [Online], Ministry of Energy & Norwegian Offshore Directorate, <https://www.norskipetroleum.no/en/production-and-exports/production-forecasts>
89. ***, Norwegian Petroleum, [Online], Ministry of Energy & Norwegian Offshore Directorate, <https://www.norskipetroleum.no/en/economy/governments-revenues>
90. ***, LOVDATA, [Online], <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1975-06-13-35>
91. Thrower, J., The Australia Institute, [Online], 10 April 2024, <https://australiainstitute.org.au/post/what-is-the-prrt>
92. ***, Norwegian Petroleum, [Online], Ministry of Energy & Norwegian Offshore Directorate, <https://www.norskipetroleum.no/en/economy/petroleum-tax>

93. ***, UKEITI, [Online], <https://www.ukeiti.org/oil-gas>
94. ***, UK Parliament, [Online], <https://publications.parliament.uk/pa/ld201719/ldselect/ldconaf/246/24604.htm>
95. Mazneva, E. and Tanas, O., Energy Connects, [Online], Bloomberg, 13 October 2024, <https://www.energyconnects.com/news/gas-Ing/2024/october/uk-gas-production-is-declining-faster-than-expected-lobby-warns>
96. ***, UKEITI, [Online], <https://www.ukeiti.org/energy-transition>
97. Meijer, B., Reuters, [Online], 17 April 2024, <https://www.reuters.com/business/energy/dutch-senate-approves-law-permanently-close-groningen-gas-field-2024-04-16>
98. Dalman, R., TNO, [Online], 4 September 2024, <https://www.tno.nl/en/newsroom/2024/09/dutch-gas-production-still-decline-2023>
99. Vanpoucke, S., FiscalNote, [Online], 10 April 2024, <https://fiscalnote.com/blog/netherlands-end-groningen-field-gas-extraction>
100. ***, Offshore Technology, [Online], Global Data, 11 July 2024, <https://www.offshore-technology.com/data-insights/netherlands-natural-gas-production/?cf-view&cf-closed>
101. ***, GEMSNORTHSEA, [Online], <https://www.gemsnorthsea.co.uk>
102. ***, AK&M, [Online], 22 April 2024, <https://www.akm.ru/eng/news/the-dutch-senate-approved-the-law-on-the-closure-of-the-groningen-gas-field/>
103. Scheepers, M. et al., *Towards a Sustainable Energy System for the Netherlands in 2050 – Scenario Update and Analysis of Heat Supply and Chemical and Fuel Production from Sustainable Feedstocks*, TNO, 2022, Project number 060.47819
104. Lemmen, S. and van der Stok, E., LEXOLOGY, [Online], Freshfields Bruckhaus Deringer, 22 November 2022, <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=bfb778dc-1060-453c-9307-72fbcd7ec742>
105. ***, Offshore-Technology, [Online], Global Data, 11 July 2024, <https://www.offshore-technology.com/data-insights/hungary-natural-gas-production/?cf-view>
106. ***, IEA, [Online], 10 August 2024, <https://www.iea.org/articles/hungary-natural-gas-security-policy>
107. Szőke, E., CEENERGYNEWS, [Online], 25 June 2024, <https://ceenergynews.com/oil-gas/production-starts-at-hungarys-new-natural-gas-field/>
108. ***, [Online], <https://natlex.ilo.org/dyn/natlex2/natlex2/files/download/35465/HUN-35465.pdf>
109. ***, Wolters Kluwer, [Online], <https://net.jogtar.hu/jogszabaly?docid=a0800054.kor>
110. Sas, A., Statista, [Online], 17 December 2024, <https://www.statista.com/statistics/1495923/poland-natural-gas-resources/>
111. ***, Global Energy Monitor Wiki, [Online], <https://www.gem.wiki/%C5%9Awinouj%C5%9Bcie%20Polskie%20LNG%20Terminal>
112. Harper, J., DW, [Online], 3 April 2023, <https://www.dw.com/en/is-polish-shale-gas-the-answer-to-the-eus-energy-shortage/a-65190723>
113. ***, Energy Regulatory Office, [Online], 23 August 2021, <https://www.ure.gov.pl/en/energy-in-poland/24,Gas.html>
114. ***, PODATKI.BIZ, [Online], 24 June 2024, https://www.podatki.biz/sn_autoryzacja/logowanie.php5/artykuly/jak-opodatkowanie-weglowodorow-wplynie-na-ceny-gazu_16_24480.htm?idDzialu=16&idArtykulu=24480
115. ***, *Poland Oil & Gas Sector Report 2024-2025*, EMIS Insights, 2024
116. ***, Focus Energetic, [Online], 6 March 2023, <https://www.focus-energetic.ro/romania-are-un-mix-energetic-de-invidiat-84028.html>

117. Nicuț, M., E-nergia, [Online], 28 October 2024, <https://e-nergia.ro/burduja-am-dat-mandat-romgaz-si-altor-companii-din-portofoliu-sa-revigureze-marile-combinate-in-petrochimia-romaneasca>
118. ***, [Online], 2024, https://energie.gov.ro/wp-content/uploads/2024/11/Strategia-Energetica-a-Romaniei-2025-2035-cu-perspectiva-anului-2050_23_10_2024_vf.pdf
119. Petrescu, A., Digi24, [Online], 26 October 2024, https://www.digi24.ro/stiri/economie/romania-e-cel-mai-mare-producator-de-gaze-din-ue-ce-tara-europeana-a-depasit-2983333?_grsc=cookieIsUndef0&_grts=57691058&_grua=7675d59b5e84e0a878ee6f0a97f9056f&_grn=1
120. Dogar, A., on/off greatnews, [Online], 15 November 2023, <https://onoff.greatnews.ro/productia-de-gaze-naturale-a-romaniei-comparatie-cu-consumul/>
121. ***, *Raport privind rezultatele monitorizării pieței de gaze naturale în luna Decembrie 2023*, Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, 2023, <https://anre.ro/wp-content/uploads/2024/06/Raport-monitorizare-piata-gaze-naturale-luna-decembrie-2023.pdf>
122. Tudorache, B., Energynomics, [Online], 1 February 2022, <https://www.energynomics.ro/aei-romania-ar-trebuie-sa-exploateze-gaze-de-sist-avem-nevoie-de-o-strategie-si-de-o-informare-corecta-a-cetatenilor/>
123. ***, British Geological Survey, [Online], <https://www.bgs.ac.uk/geology-projects/shale-gas/>
124. Wang, X., *Lacustrine Shale Gas: Case Study from the Ordos Basin*, Elsevier, 2017, ISBN 978-0-12-813300-2
125. ***, EPCM, [Online], <https://epcmholdings.com/hydraulic-fracturing-overview/>
126. Kemp, J., Reuters, [Online], 14 July 2014, <https://www.reuters.com/article/markets/currencies/the-real-shale-revolution-kemp-idUSKBN0FJ261>
127. Gerali, F., *Engineering and Technology History Wiki*, [Online], 2020, https://ethw.org/Horizontal_Drilling
128. Stark, P. H., *Horizontal Drilling—A Global Perspective. Horizontal Wells: Focus on the Reservoir: AAPG Methods in Exploration*, American Association of Petroleum Geologists, 2003
129. Marohl, B., EIA, [Online], 21 April 2022, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=52138>
130. Avram, L., *Foraj dirijat*, Editura Universal Cartfil, Ploiești, 1999
131. Avram, L. and Antonescu, N. N., *Foraje dirijate si orizontale pentru exploatarea gazelor din zacaminte neconventionale*, EMERG, vol. 1, 2015
132. Suboyin, A., Rahman, M. M. and Haroun, M., *Hydraulic Fracturing Design Considerations, Water Management Challenges and Insights for Middle Eastern Shale Gas Reservoirs*, Energy Reports, vol. 6, 2020
133. Ibrahim, A. F. et al., *Water Flowback RTA Analysis to Estimate Fracture Geometry and Rank the Shale Quality*, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 2020, ISBN 978-1-61399-653-9
134. Gandossi, L., *An Overview of Hydraulic Fracturing and Other Formation Stimulation Technologies for Shale Gas Production*, Publications Office of the European Union, 2013, ISBN 978-92-79-34729-0
135. Gu, M., Fan, M. and Chen, C., *Proppant Optimization for Foam Fracturing in Shale and Tight Reservoirs*, SPE Unconventional Resources Conference, 2017

136. Gaurina-Međimurec, N. et al., *Fracturing Fluids and Their Application in the Republic of Croatia*, Applied Sciences, vol. 11, no. 6, 2021
137. Kapoor, R. and Murmann, J. P., *The Organizational and Technological Origins of the U.S. Shale Gas Revolution, 1947 to 2012*, Industrial and Corporate Change, vol. 33, no. 1, 2024
138. Mahmud, H. B. et al., *A Review of Fracturing Technologies Utilized in Shale Gas Resources*, IntechOpen, 2022
139. ***, NeftegazRU, [Online], 27 March 2020, <https://neftgazru.com/tech-library/drilling/538726-multi-stage-hydraulic-fracturing/>
140. Rahim, Z. et al., *Success Criteria for Multistage Fracturing of Tight Gas in Saudi Arabia*, SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi Arabia, 2011, ISBN 978-1-61399-139-8
141. Li, G. et al., *Investigation And Application Of Multistage Hydrajet-Fracturing In Oil And Gas Well Stimulation In China*, International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 2010
142. Liu, Q. et al., *Modeling Simultaneous Multiple Fracturing Using the Combined Finite-Discrete Element Method*, Geofluids, 2018, ISSN 1468-8123
143. Qian, B. et al., *Application of Zipper Fracturing of Horizontal Cluster Wells in the Changning Shale Gas Pilot Zone, Sichuan Basin*, Natural Gas Industry B, vol. 35, no. 1, 2015
144. Fowler, G., ResFrac, [Online], 03 October 2023, <https://www.resfrac.com/blog/simulfrac>
145. Yang, F. et al., *Extreme Massive Hydraulic Fracturing in Deep Coalbed Methane Horizontal Wells: A Case Study of the Linxing Block, Eastern Ordos Basin, NW China*, Petroleum Exploration and Development, vol. 51, no. 2, 2024
146. Alireza, R. et al., *A Contrasting Analysis of CO₂ and N₂ Foam Flood for Enhanced Oil Recovery and Geological Storage of CO₂*, Petroleum Research, vol. 9, no. 1, 2024
147. Hou, L. et al., *Review of Fundamental Studies of CO₂ Fracturing: Fracture Propagation, Propping and Permeating*, Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 205, no. 1, 2021, ISSN 0920-4105
148. ***, CASCADE, [Online], <https://www.cascade-env.com/site-remediation-technologies/pneumatic-fracturing/>
149. Wan, X. et al., *Shale Gas Completion Fracturing Technology Based on FAE Controlled Burning Explosion*, Energy, vol. 296, no. 1, 2024, ISSN 0360-5442
150. Marji, M. F., Lak, M. and Sanei, M., *The Explosive Fracturing Technique Analysis for Highly Low Permeable Reservoirs Using Analytical, Displacement Discontinuity and Finite Difference Coupled Method*, Journal of Petroleum Geomechanics, vol. 6, no. 3, 2023
151. Melton, N. M. and Cross, T. S., *Fracturing Oil Shale With Electricity*, Journal of Petroleum Technology, vol. 20, no. 1, 1968
152. Bauer, S. et al., *Electrofracturing of Shale at Elevated Pressure*, Energies, vol. 17, no. 11, 2024
153. Tudorache, V. P. and Antonescu, N. N., *Shale Gas Could Represent Energy Independence and Lower Bills*, EMERG, vol. IX, no. 1, 2023, ISSN 2668-7003
154. Anastasiu, N. et al., *Shale Gas Potential of the Romanian Platform Units*, The Publishing House of the Romanian Academy, 2015
155. Frunzescu, D., Branoiu, G. and Lungu, I. A., *Shale Gas Exploitation in the Vision of Different Features within Europe (Romania) VS United States*, GEOLINKS International Conference on GeoSciences, 2019, ISSN 2603-5472
156. ***, *Resurse de gaze naturale din zacaminte neconventionale - Potential si valorificare*, CENTGAS, 2014

157. ***, BBC News, [Online], 26 October 2022, <https://www.bbc.com/news/uk-14432401>
158. ***, Britannica, [Online], <https://www.britannica.com/technology/fracking>
159. ***, Government of Canada, [Online], <https://natural-resources.canada.ca/energy/energy-sources-distribution/natural-gas/shale-tight-resources-canada/17669>
160. Guo, J., Lu, Q. and He, Y., *Key Issues and Explorations in Shale Gas Fracturing*, Natural Gas Industry B, vol. 10, no. 2, 2023
161. Cojocaru, F., *Economica*, [Online], 31 March 2013, https://www.economica.net/seful-anrm-nu-se-exploreaza-si-nu-se-exploateaza-gaze-de-sist-in-romania_49158.html
162. Zhang, Q. et al., *A Comparison of Shale Gas Fracturing Based on Deep and Shallow Shale Reservoirs in the United States and China*, CMES - Computer Modeling in Engineering and Sciences, vol. 122, no. 3, 2022
163. ***, *Referat privind analiza variantelor de calcul al prețului de referință a gazelor naturale extrase în România*, Agentia Nationala pentru Resurse Minerale, 15 mai 2017
164. ***, *Economedia*, [Online], 27 October 2023, <https://economedia.ro/guvernul-a-majorat-brusc-redeventele-la-petrol-si-gaze-dupa-aproape-20-de-ani.html>
165. ***, *Ordin nr. 62 din 24 iunie 2008 privind aprobarea Regulamentului de măsurare a cantităților de gaze naturale tranzacționate în România*, Monitorul Oficial nr. 489 din 1 iulie 2008
166. ***, *Ordin nr. 80 din 20 mai 2020 pentru modificarea și completarea Regulamentului de măsurare a cantităților de gaze naturale tranzacționate în România, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 62/2008*, Monitorul Oficial nr. 424 din 21 mai 2020
167. ***, *Referat privind metodologia de stabilire a prețului de referință pentru gazele naturale extrase în România*, Agentia Nationala pentru Resurse Minerale, 19 ianuarie 2018
168. Dincă, T., *Profit*, [Online], 9 February 2018, <https://www.profit.ro/povesti-cu-profit/energie/ultima-ora-anrm-a-emis-ordinul-privind-metodologia-de-stabilire-a-pretului-de-referinta-pentru-gazele-naturale-extrase-in-romania-care-a-generat-reactia-producatorilor-17880479>
169. Enea, A., *Forbes Romania*, [Online], 8 July 2023, <https://www.forbes.ro/omv-petrom-a-pierdut-definitiv-litigiul-cu-anrm-338974>
170. ***, *Federația Patronală Petrol și Gaze*, [Online], 13 February 2018, <https://www.fppg.ro/anrm-aproba-un-pret-de-referinta-care-nu-reflecta-realitatile-pietei-din-romania/>
171. ***, *PROFIT*, [Online], 11 February 2018, <https://www.profit.ro/povesti-cu-profit/energie/ropepca-critica-ordinul-anrm-privind-metodologia-de-stabilire-a-pretului-de-referinta-pentru-gazele-naturale-extrase-in-romania-17884745>
172. Nicuț, M., *E-nergia*, [Online], 12 February 2018, <https://e-nergia.ro/companiile-petroliere-spun-ca-decizia-anrm-de-taxa-gazul-romanesc-la-pretul-din-austria-arata-o-totala-indiferenta-pentru-piata-de-gaze-din-romania>
173. ***, *ENERGYNOMICS*, [Online], 25 November 2020, <https://www.energynomics.ro/din-2021-pretul-de-referinta-al-gazelor-va-fi-calculat-de-anrm-pe-baza-tranzactiilor-din-romania>
174. Radu, C., *Economedia*, [Online], 17 February 2022, <https://economedia.ro/autoritatile-schimba-din-nou-redeventa-la-gaze-platita-de-producatorii-romani-dupa-patru-ani-in-care-taxa-s-a-raportat-la-preturile-de-la-viena.html>
175. ***, *Proiectul de Ordin al Președintelui A.N.R.M. pentru aprobarea metodologiei de calcul al prețului de referință pentru gazele naturale extrase în România*, Agentia Nationala pentru Resurse Minerale, 16 februarie 2022

176. Dinu, F., *Extractia si Prelucrarea Gazelor Naturale (suport curs)*, Univeritatea Pertol-Gaze din Ploiești, 2013, ISBN 978-973-719-517-3
177. Frasina, S., verificari instalatii gaze, [Online], 28 November 2021, <https://instalatii.gaze.services/puterea-calorifica-superioara-a-gazelor-pcs-explicata/>
178. ***, *SR EN ISO 6976 Gaz Natural Calculul Puterii Calorifice, Densității, Densității Relative și Indicelui Wobbe din Compoziție*, Aprobato de Directorul General al ASRO la 31 January 2017, 2017
179. Vaz, C. E. M., Maia, J. L. P. and dos Santos, W. G., *Tecnologia da Industria do Gás Natural*, Blucher, 2008, ISBN 9788521204213
180. Quaranta, I. C. C., *Sizing of an Absorption Column for Natural Gas Processing*, Federal University of Ceará, 2021
181. Laier, T. et al., *NW European Gas Atlas*, Haarlem, 1997, ISBN 9789072869609
182. Smith, J. M. et al., *Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics*, McGraw Hill, 2017, ISBN 1259696529
183. Aidoni, A. et al., *The Influence of Pressure and Temperature on the Compressibility Factor*, Romanian Journal of Petroleum & Gas Technology, vol. II (LXXIII), no. 2, 2021
184. ***, *ISO/TR 29922 Natural Gas - Supporting Information on the Calculation of Physical Properties According to ISO 6976*, International Organization for Standardization, Switzerland, 2017
185. Kurmayer, N. J., Euractiv, [Online], 12 February 2024, <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/austrias-dependence-on-russian-gas-rises-to-98-two-years-after-ukraine-war/>
186. Łoskot-Strachota, A., OSW, [Online], 02 December 2024, <https://www.osw.waw.pl/en/publikacje/analyses/2024-12-02/austria-end-direct-gas-supplies-gazprom>
187. ***, GAS CONNECT AUSTRIA, [Online], 10 October 2024, <https://www.gasconnect.at/en/recent/news/detail/internationale-diplomatinnen-delegation-besucht-gasdrehscheibe-baumgarten>
188. ***, *An Overview on Royalties and Similar Taxes - Oil and Gas Upstream Sector Across Europe*, Deloitte, 2018
189. Aidoni, A., Kofidis, C. and Alexandrescu, A., *Comparative Approaches to Natural Gas Price Calculation: Insights from Norway and Hungary with Implications for Romania*, Academic Journal of International Economics and Management Research, vol. 6, no. 1, 2025, ISSN 2694-7897
190. Harpa, I., Energy Industry Review, [Online], 17 February 2023, <https://energyindustryreview.com/opinion/black-gold-gas-and-the-schengen-area/>
191. Nicuț, M., *Economica*, [Online], 11 September 2024, https://www.economica.net/cat-vor-mai-plati-producatorii-romani-de-gaze-taxe-pe-venituri-nerealizate-se-va-solicita-modificarea-legii_772623.html?uord=RQ-UKfXZsWLC/R5iIUAnlrRZYsQvwpVI/r-x7kp6K1brhWPdPnCqIE2LqWCiSuNJopFwXcmD/TmlL9XxlUTeRoCqVU12mGVVLX7vwHFI
192. Focus Energetic, [Online], 11 2023, <https://www.focus-energetic.ro/wp-content/uploads/2024/01/Studiu-Biris-Goran.pdf>
193. ***, *Analiza Sistemului de Impozitare Specific Sectorului Upstream al Țițeiului și Gazelor Naturale din România*, Biris Goran Legal Tax, 2023
194. ***, Interfax, [Online], 11 September 2022, <https://interfax.com/newsroom/top-stories/83241/>
195. ***, Wikipedia, [Online], https://en.wikipedia.org/wiki/Standard_deviation
196. ***, Wikipedia, [Online], [https://ro.wikipedia.org/wiki/Median%C4%83_\(statistic%C4%83\)](https://ro.wikipedia.org/wiki/Median%C4%83_(statistic%C4%83))

197. ***, Reuters, [Online], 23 April 2024, <https://www.reuters.com/business/energy/ai-boom-fuel-natural-gas-demand-coming-years-report-says-2024-04-23>
198. Wildan, M. A. et al., *Macroeconomic Factors Affecting Natural Gas Export Management*, International Journal of Energy Economics and Policy, vol. 11, no. 1, 2020
199. Liu, J. et al., *Natural Gas Consumption Forecasting: A Discussion on Forecasting History and Future Challenges*, Journal of Natural Gas Science and Engineering, vol. 90, no. 1, 2021
200. Mouchtaris, D. et al., *Forecasting Natural Gas Spot Prices with Machine Learning*, Energies, vol. 14, no. 18, 2021
201. Ameer, H. B. et al., *Forecasting Commodity Prices: Empirical Evidence Using Deep Learning Tools*, Annals of Operations Research, vol. 339, 2024
202. Lago, J., Ridder, F. and Schutter, B., *Forecasting Spot Electricity Prices: Deep Learning Approaches and Empirical Comparison of Traditional Algorithms*, Applied Energy, vol. 221, 2018
203. Ali, A. et al., *Deep Neural Network Model for Improving Price Prediction of Natural Gas*, International Conference on Data Analytics for Business and Industry (ICDABI), 2021, ISBN 9781665416566
204. Jiang, P. et al., *Decomposition-Selection-Ensemble Forecasting System for Energy Futures Price Forecasting Based on Multi-Objective Version of Chaos Game Optimization Algorithm*, Resources Policy, vol. 73, 2021
205. Azadeh, A., Sheikhalishahi, M. and Shahmiri, S., *A Hybrid Neuro-Fuzzy Simulation Approach for Improvement of Natural Gas Price Forecasting in Industrial Sectors with Vague Indicators*, Int. J. Adv. Manuf. Technol., vol. 62, 2012
206. Zhang, S. et al., *Hybrid Deep Learning for Gas Price Prediction Using Multi-Factor and Temporal Features*, IEEE Access, 2025
207. Aidoni, A. et al., *Deep Learning Models for Natural Gas Demand Forecasting: A Comparative Study of MLP, CNN and LSTM*, Romanian Journal of Petroleum & Gas Technology, vol. IV (LXXV), 2023
208. Aidoni, A., Kofidis, C., Urse, A. and Stoica, A., *Predictive Modeling for Natural Gas Prices in Romania Using Time Series Data and Average Temperature*, International Conference on Business Excellence, Bucharest, 2025
209. ***, *China Energy Statistic Yearbook 2013*, National Bureau of Statistics of the People's Republic of China, 2014
210. ***, *Notice of the National Development and Reform Commission on Adjusting the Natural Gas Prices*, National Development and Reform Commission of China, 2014
211. ***, *Notice of the National Development and Reform Commission on Adjusting the Natural Gas Prices*, National Development and Reform Commission of China, 2015
212. ***, Office of National Statistics, [Online], <https://www.ons.gov.uk/economy/inflationandpriceindices/methodologies/consumerpriceinflationincludesall3indicescpihpcpiandrpqmi>
213. ***, *Ordin nr. 56 din 29 martie 2022 pentru modificarea anexei la Ordinul președintelui Agenției pentru Resurse Minerale nr. 32/2018 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a prețului de referință pentru gazele naturale extrase în România*, Monitorul Oficial nr. 337 din 6 aprilie 2022
214. ***, *Ordin nr. 362 din 12 decembrie 2022 pentru modificarea anexei la Ordinul președintelui Agenției Naționale pentru Resurse Minerale nr. 32/2018 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a prețului de referință pentru gazele naturale extrase în România*, Monitorul Oficial nr. 1216 din 19 decembrie 2022

215. ***, *Ordin nr. 32 din 9 februarie 2018 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a prețului de referință pentru gazele naturale extrase în România*, Monitorul Oficial nr. 132 din 12 februarie 2018
216. ***, *Ordin nr. 299 din 12 august 2019 pentru modificarea art. 2 din anexa la Ord președintelui Agenției Naționale pentru Resurse Minerale nr. 32/2018 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a prețului de referință pentru gazele naturale extrase în România*, Monitorul Oficial nr. 682 din 19 august 2019
217. ***, *Ordin nr. 233 din 13 iulie 2020 pentru modificarea anexei la Ordinul președintelui Agenției Naționale pentru Resurse Minerale nr. 32/2018 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a prețului de referință pentru gazele naturale extrase în România*, Monitorul Oficial nr. 662 din 27 iulie 2020
218. ***, *Ordin nr. 201 din 9 mai 2023 pentru modificarea anexei la Ordinul președintelui Agenției Naționale pentru Resurse Minerale nr. 32/2018 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a prețului de referință pentru gazele naturale extrase în România*, Monitorul Oficial nr. 424 din 17 mai 2023
219. ***, *Ordin nr. 180 din 9 aprilie 2024 privind modificarea anexei la Ordinul președintelui Agenției Naționale pentru Resurse Minerale nr. 32/2018 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a prețului de referință pentru gazele naturale extrase în România*, Monitorul Oficial nr. 335 din 11 aprilie 2024
220. ***, *Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport de Gaze Naturale 2024-2033*, SNTGN TRANSGAZ SA, 2024, <https://www.transgaz.ro/sites/default/files/PDSNT%202024-2033.pdf>
221. ***, PRAWO, [Online], <https://www.prawo.pl/akty/dz-u-2018-2269-t-j,18123334.html>
222. ***, PRAWO, [Online], <https://www.prawo.pl/akty/dz-u-2024-1290-t-j,17724218.html>
223. ***, GOV.UK, [Online], <https://www.gov.uk/hmrc-internal-manuals/oil-taxation-manual/ot21195>
224. ***, *Legislation.gov.uk*, [Online], <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2010/4/contents>
225. ***, MOL GROUP, [Online], <https://molgroup.info/en/investor-relations/publications>
226. ***, Wolters Kluwer, [Online], <https://net.jogtar.hu/jogszabaly?docid=a2200197.kor>
227. ***, *Proiect de Ordin al președintelui Agenției Naționale pentru Resurse Minerale privind Corelarea Metodologiei de Stabilire a Prețului de Referință pentru Gazele Naturale Extrase în România cu Prevederile O.U.G. nr. 114/2018 și Referatul Aferent Acestuia*, Agentia Nationala pentru Resurse Minerale, 28 iunie 2019
228. ***, *Regulament din 24 iunie 2008 de Măsurare a Cantităților de Gaze Naturale Tranzacționate în România*, Monitorul Oficial nr. 489 din 1 iulie 2008
229. ***, Regjeringen, [Online], Norwegian Ministry of Energy, <https://www.regjeringen.no/en/topics/energy/oil-and-gas/petroleum-price-board-and-the-norm-price/id661459/>
230. ***, Wolters Kluwer, [Online], <https://sip.lex.pl/akty-prawne/dzu-dziennik-ustaw/podatek-od-wydobycia-niektorych-kopalin-17785755>
231. ***, Wolters Kluwer, [Online], <https://sip.lex.pl/akty-prawne/dzu-dziennik-ustaw/podatek-akcyzowy-17511034>
232. ***, Norwegian Offshore Directorate, [Online], <https://www.sodir.no/en/regulations/regulations/regulations-for-determining-the-norm-price/>
233. ***, *Decree no. 11,175*, Presidency of the Republic - General Secretariat - Sub-chief for Legal Affairs, 17 August 18 2022
234. ***, *Decree no. 2,705*, Presidency of the Republic - General Secretariat - Sub-chief for Legal Affairs, 3 August 1998

235. ***, *Law no. 9,478*, Presidency of the Republic - Civil House - Deputy Director for Legal Affairs, 6 August 1997
236. Courtney, M. M., [Online], <https://uksa.statisticsauthority.gov.uk/wp-content/uploads/2016/11/Consumer-Price-indices-in-the-UK.pdf>
237. Vitale, C. et al., *Improving the Regulatory Framework in the Natural Gas Sector in Brazil*, OECD Economics Department Working Papers, 2022
238. ***, *Statistical Review of World Energy*, Energy Institute in collaboration with KPMG, Kearney & Heriot-Watt University, 2024, ISBN 978 1 78725 408 4
239. ***, *Statistical Review of World Energy*, Energy Institute in collaboration with KPMG, Kearney & Heriot-Watt University, 2023, ISBN 978 1 78725 379 7
240. Schutz, G. and Nolten, A., Deloitte, [Online], 2024, <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Tax/dttl-tax-netherlandshighlights-2024.pdf>
241. ***, *Oil and Gas Fiscal Regime Review*, HM Treasury, 2023, ISBN 978-1-916693-33-3
242. Small, J. et al., Deloitte, [Online], 2013, <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/dttl-er-UK-oilandgas-guide.pdf>
243. ***, *Codul Fiscal din 8 Septembrie 2015*, Monitorul Oficial nr. 688 din 10 September 2015
244. ***, *Ordonanță de Urgență nr. 114 din 28 Decembrie 2018*, Monitorul Oficial nr. 1116 din 29 December 2018
245. ***, *Ordonanță de Urgență nr. 119 din 1 Septembrie 2022*, Monitorul Oficial nr. 864 din 1 September 2022
246. ***, *Ordonanță de Urgență nr. 153 din 11 Noiembrie 2022*, Monitorul Oficial nr. 1091 din 11 November 2022
247. ***, *Ordonanță de Urgență nr. 27 din 18 Martie 2022*, Monitorul Oficial nr. 274 din 22 March 2022
248. ***, *Ordonanță de Urgență nr. 91 din 27 Octombrie 2023*, Monitorul Oficial nr. 979 din 27 October 2023
249. Zwann, J. van der, TAXAND, [Online], 6 2024, <https://www.taxand.com/wp-content/uploads/2024/06/Taxand-Energy-and-Tax-Overview-Publication-Netherlands.pdf>
250. ***, Wolters Kluwer, [Online], <https://net.jogtar.hu/jogszabaly?docid=a1600068.tv>