

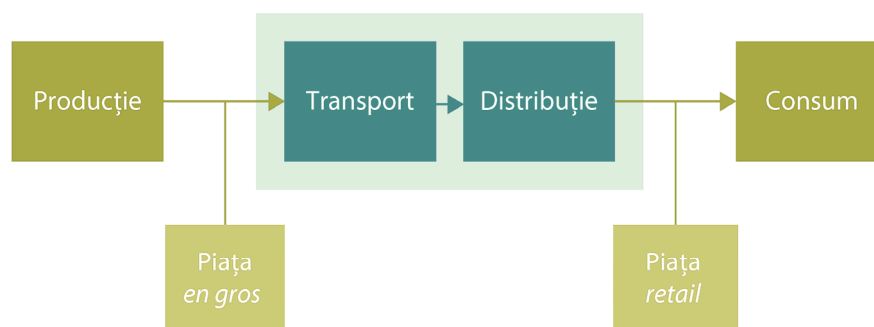
Caseta 1. Designul piețelor de energie din Europa

Ultimul an și jumătate a fost marcat de creșteri fără precedent și de o manieră sincronizată ale prețurilor pentru energie electrică și gaze naturale la nivel european, evoluții care, dincolo de efectele substanțiale produse în plan economic și social, au adus în prim-plan modul de funcționare a piețelor europene de energie. Caseta de față își propune să treacă în revistă transformările la care au fost supuse aceste piețe în ultimele decenii și să descrie arhitectura lor actuală, inclusiv mecanismele specifice de formare a prețurilor, urmărind totodată să explice rolul jucat de aceste elemente în scumpirile observate în perioada recentă.

Transformarea piețelor de energie din UE

Începând din anii '90, la nivelul piețelor de energie electrică și gaze naturale din UE s-a urmărit trecerea graduală de la un cadru monopolist la unul concurențial, motivată de inițiativa formării unei piețe unice interne sub principiul liberei circulații a mărfurilor, dar și de intenția eficientizării sectorului energetic. Tranziția s-a făcut pe baza mai multor pachete legislative¹ adoptate la nivel european în anii 1996-1998, 2003, 2009 și 2019, care au fost apoi transpuse de către statele membre în legislația națională și care au vizat restructurarea piețelor de energie, în sensul liberalizării lor, dorindu-se astfel crearea unui cadru concurențial. Aceste pachete legislative prevedeau separarea monopolurilor integrate vertical în segmente individuale (producție, transport, distribuție și furnizare), instituind totodată reglementatori naționali independenți. Noul cadru a implicat crearea piețelor *en gros*, unde furnizorii pot cumpăra energie de la producători într-un mod nediscriminatoriu și transparent, respectiv a piețelor de *retail*, unde energia este vândută mai departe către consumatorii finali, cărora li se oferă posibilitatea de a fi mai bine informați cu privire la prețurile pe care le plătesc. Din motive tehnologice, segmentele aferente transportului și distribuției funcționează în regim de monopoli naturale (Grafic A).

Grafic A. Arhitectura pieței de energie

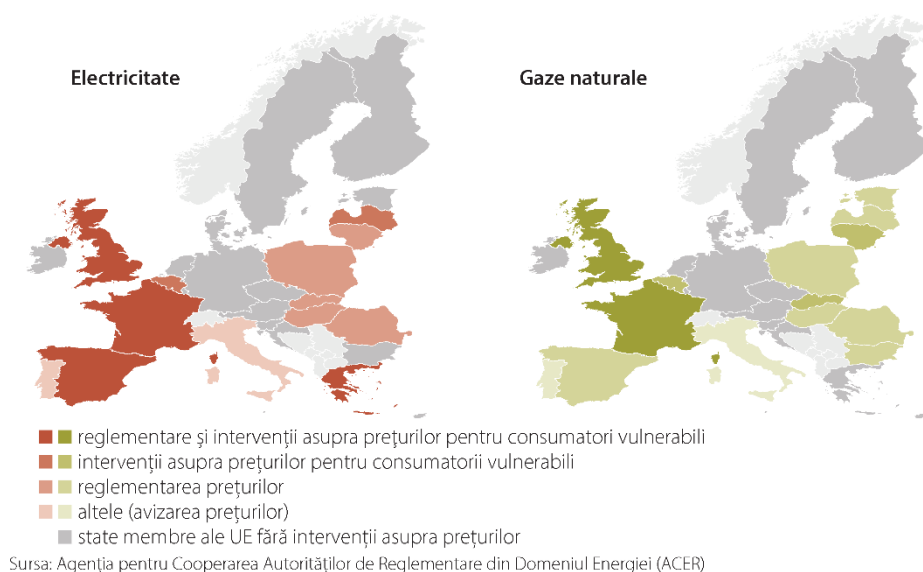


În pofida progreselor care s-au realizat în ultimele două decenii pe piața energiei, aceasta tot nu a ajuns să fie guvernată de un cadru concurențial veritabil. O caracterizare mai corectă ar fi cea de oligopol, în numeroase cazuri fiind prezenți

¹ Cel mai recent pachet legislativ (al cincilea), elaborat în anul 2021, se află încă în dezbateri și se concentrează asupra tranziției către o economie verde și a promovării surselor regenerabile de energie.

doar câțiva jucători mari, cu poziție dominantă, deseori deținuți de stat. Separarea verticală și instituirea unui reglementator independent s-au dovedit insuficiente, fiind necesare eforturi suplimentare pentru facilitarea intrării pe piață a cât mai multor companii, stimularea investițiilor în dezvoltarea capacităților de producție și creșterea gradului de interconectare a piețelor europene. Nici în zona de *retail* liberalizarea nu a fost, în practică, una completă, existând state care au continuat să intervină la nivelul tarifelor aplicate consumatorilor casnici, în special celor vulnerabili, prin reglementarea sau controlul prețurilor de către o autoritate publică – guvern sau reglementator național de resort –, sub diverse forme: plafonarea sau avizarea prețurilor, stabilirea de tarife sociale, verificarea, validarea și/sau ajustarea *ex post* a prețurilor etc. Potrivit celei mai recente ediții a *Raportului anual de monitorizare a pieței de energie* al ACER², publicat în luna noiembrie 2021, în UE aproximativ jumătate dintre state încă practicau în anul 2020 astfel de intervenții asupra prețurilor pentru consumatorii casnici, justificate în principal de obiective sociale (Grafic B). De obicei, intervențiile sunt operate de către autoritățile naționale de reglementare în domeniul energiei, însă într-un număr redus de țări este implicat și guvernul, alături de autoritatea de reglementare. O metodă destul de comună pentru setarea prețurilor la energie vizează stabilirea unui preț plafonat care să includă și o marjă de profit reglementată pentru furnizor.

Grafic B. Intervenții asupra prețurilor la energie electrică și gaze naturale în rândul statelor UE pentru consumatorii casnici în anul 2020



Creșterea masivă a cotațiilor produselor energetice pe piețele *en gros* începând din a doua jumătate a anului 2021 a determinat însă tot mai multe state membre, printre care și România³, să recurgă la diferite forme de intervenție asupra prețurilor, în scopul protejării consumatorilor. Cadrul legislativ european a fost ajustat în așa fel încât să permită astfel de reglementări pentru perioade limitate de timp, în situații excepționale (în general, șase luni, cu posibilitatea prelungirii dacă situația nu se ameliorează) și cu condiția să nu fie afectat mecanismul de formare a prețurilor

² Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare în Domeniul Energiei.

³ Clasificată la momentul respectiv ca având complet liberalizate ambele piețe de energie.

pe piețele *en gros*. Datele centralizate de Sgaravatti *et al.* (2021) sugerează că guvernele europene au avut o abordare destul de eterogenă în intervalul septembrie 2021 – mai 2022, atât din punct de vedere al sumelor alocate intervențiilor (de la doar 0,1 la sută din PIB în Danemarca și Cehia, la 1,6 la sută din PIB în România și până la 3,6-3,7 la sută din PIB în Lituania și Grecia), cât și în ceea ce privește tipul intervenției – de la scheme de compensare sau transferuri sociale direcționate către gospodăriile vulnerabile, la reducerea impozitelor indirecte (TVA, accize) sau a altor elemente din factură (precum tarifele de distribuție sau taxe specifice aplicate energiei).

Mecanismele actuale de stabilire a prețurilor pe piețele europene de energie

Ofertele furnizorilor includ prețuri finale compuse din prețul mărfii energetice la care se adaugă o serie de tarife reglementate (de transport, distribuție etc.). Prețul mărfii este puternic influențat de evoluțiile înregistrate pe piețele *en gros*, care au o arhitectură ceva mai complexă, putând fi, în general, clasificate în funcție de momentul livrării produselor energetice. Pe de o parte, există piețele la termen, pe care se încheie contracte cu livrare a mărfii la un moment ulterior (uneori tranzacțiile realizându-se chiar și cu ani în avans față de momentul livrării), ceea ce favorizează un cadru predictibil în care producătorii își pot planifica producția viitoare, iar furnizorii/consumatorii își pot asigura necesarul de energie anticipat. Contractele pot fi încheiate atât prin înțelegeri bilaterale, cât și prin mecanisme bursiere, care presupun licitații pe baza unor oferte cantitate-preț. Pe de altă parte, există piețele *spot*, care în mod obișnuit au un rol mai degrabă de ajustare a portofoliilor aproape de momentul livrării/consumului. Odată cu declanșarea crizei energetice actuale, piața a fost caracterizată de un nivel extrem de ridicat de incertitudine, observându-se o schimbare a comportamentului jucătorilor din piață, în sensul creșterii ponderii tranzacțiilor *spot*, în condițiile în care prețurile la termen au crescut foarte mult, mizându-se probabil pe faptul că avansul cotațiilor va fi, totuși, temporar.

În ceea ce privește mecanismul de formare a prețurilor celor două categorii de mărfuri, respectiv electricitatea și gazele naturale, fiecare piață *en gros* are anumite particularități. În cazul energiei electrice, prețul pieței *spot* se formează prin alinierea prețurilor tuturor unităților de producție la costul marginal al ultimei unități care intră în sistem pentru a acoperi cererea (engl. *pay-as-clear market*). Mai exact, producătorii de energie electrică intră pe piață în ordinea crescătoare a prețurilor licitate pe baza costurilor lor de producție, întâi cei cu costuri marginale de producție mici (cazul regenerabilelor), iar apoi cei cu costuri mai mari (cazul centralelor pe gaze naturale sau cărbune), până când cererea este complet acoperită. Prețul final este stabilit pentru toți operatorii la nivelul prețului ultimului producător care a intrat pe piață, astfel încât să fie satisfăcută integral cererea (în general costul marginal al termocentralelor pe cărbune sau pe gaze naturale, dată fiind volatilitatea producției din surse regenerabile). Caracteristica principală a designului actual al pieței este neutralitatea tehnologică, trăsătură care stimulează investițiile în noi capacități de producție regenerabile și intrarea mai multor operatori pe piață. Majoritatea tehnologiilor de producție bazate pe resurse regenerabile au un cost

marginal relativ redus (spre deosebire de costul investiției inițiale, care este unul semnificativ – *high CapEx, low OpEx*). Ca urmare, pentru ca operatorii acestor tehnologii să-și recupereze investițiile, este necesar ca prețul stabilit de piață să fie semnificativ peste costul lor marginal de producție. În absența acestei practici, cel mai probabil astfel de investiții ar fi inhibitate, nefiind rentabile.

Pe piața gazelor naturale, mult timp au funcționat contractele indexate cu prețul petrolului. Dezavantajul acestei metode consta în faptul că evoluția prețului petrolului reflecta doar parțial factorii de influență a prețurilor gazelor naturale, iar formulele de indexare erau, în general, netransparente, consumatorii finali neavând acces la informații privind modalitatea de stabilire a prețurilor. Liberalizarea a permis dezvoltarea *hub*-urilor, puncte centrale ale infrastructurii de transport al gazelor naturale (conducte, terminale pentru livrarea de gaz natural lichefiat) în cadrul cărora sunt tranzacționate contracte pentru gazele naturale la prețuri care reflectă evoluția cererii și ofertei pentru această materie primă⁴. A apărut astfel o tendință de migrare către stabilirea prețurilor gazelor naturale la nivel de *hub* (engl. *hub pricing*), proporția acestui tip de contracte crescând în Europa, de la 15 la sută în 2005 la 80 la sută în 2020 (Comisia Europeană, 2020; ACER, 2021). De altfel, platforma olandeză de tranzacționare a gazelor „Title Transfer Facility” (TTF), ale cărei lichidități au crescut rapid în ultimii ani, a devenit cea mai importantă referință de preț în Europa și are o relevanță din ce în ce mai mare și la nivel mondial.

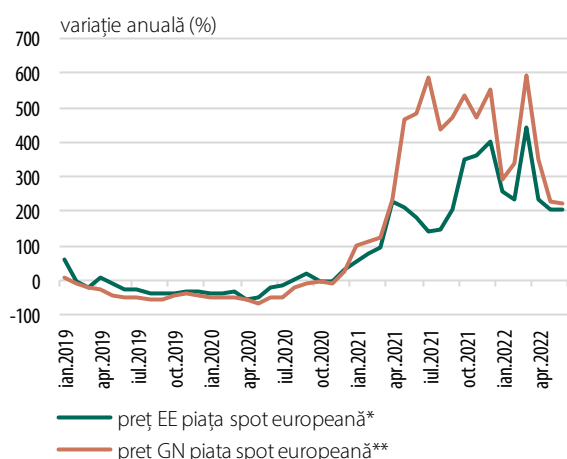
Rolul arhitecturii piețelor de energie în scumpirile observate recent

Începând din a doua jumătate a anului 2021, am asistat la scumpiri fără precedent pe piața energiei din Europa. Deteriorarea condițiilor de piață a fost generată de

probleme care țin deopotrivă de cerere și de ofertă, influența acestora asupra cotațiilor fiind potențată de particularitățile arhitecturii piețelor de electricitate și gaze. În prima parte a anului 2022, volatilitatea prețurilor bunurilor energetice s-a accentuat odată cu invazia Ucrainei de către Rusia. Astfel, variația anuală a cotației gazului TTF a oscilat în jurul a 300 la sută, cu un salt până la circa 600 la sută în martie, iar în cazul energiei electrice, dinamica anuală a cotațiilor a fluctuat în jurul valorii de 250 la sută, cu un vârf de aproape 450 la sută în martie (Grafic C).

Deși au fost urmași pași concreți în direcția liberalizării și integrării piețelor, fiind încurajate concurența și lichiditatea, piața europeană a rămas în continuare dependentă de un singur mare producător (Rusia), cu o capacitate ridicată de a

Grafic C. Cotațiile bunurilor energetice



*) calculat ca medie simplă a cotațiilor spot de pe piețele din Germania, Franța și Olanda (cele mai lichide din Europa)

**) Facilitatea de Transfer de Titluri (TTF) de la Bursa de gaze din Rotterdam, indice de referință al pieței europene

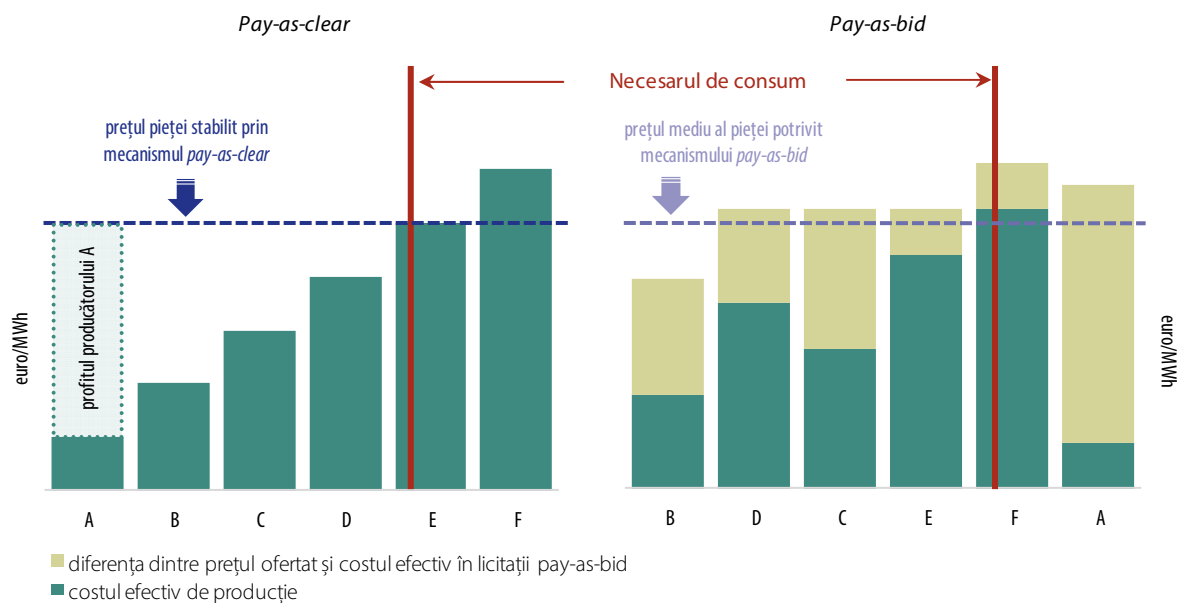
Sursa: Bloomberg, calcule BNR

⁴ Modelul spre care se tinde este Henry Hub din SUA, care reprezintă o referință internațională datorită lichidității extrem de ridicate a pieței (tranzacții multe, volume mari, mulți participanți la piață), generată de o serie de particularități precum plasarea sa în apropierea unui centru de producție/extracție și stocare a gazelor naturale, dar și nivelul ridicat de dezvoltare a infrastructurii, care permite conectarea cu numeroase puncte de consum din SUA.

influența evoluția prețurilor (mai ales în contextul promovării unei agende politice în dezacord cu cea europeană și al absenței oricărei reticențe în a utiliza gazul natural ca pârgă de șantaj sau armă de război). În aceste condiții, trecerea la stabilirea prețurilor gazelor la nivel de *hub*, deși avantajoasă în anii trecuți, a adus costuri mai mari comparativ cu situația în care ar fi fost menținute contractele indexate cu prețul petrolului (care nu a înregistrat creșteri de o asemenea amploare).

Saltul amplu al prețurilor de pe piața gazelor naturale a avut mai departe un efect de domino asupra prețului electricității, date fiind importanța gazelor naturale în producerea de energie electrică în Europa (circa 20 la sută din mixul energetic), efectul fiind potențat de caracterul integrat al piețelor, care implică un mecanism unic de stabilire a prețurilor pe piața *spot*, care a afectat indirect și comportamentul prețurilor de pe piețele la termen. În acest context, modul de formare a prețurilor pe piața electricității a fost pus în discuție, dezbătându-se posibilitatea înlocuirii mecanismului *pay-as-clear* cu unul de tip *pay-as-bid*, ce presupune ca fiecare producător să facă o ofertă proprie de preț la care dorește să vândă electricitatea, iar cumpărătorul să o accepte sau nu. Totuși, studiile din literatura de specialitate arată că, în virtutea unui comportament strategic, operatorii cu costuri de producție mai mici vor încerca să oferteze un preț cât mai apropiat de costul marginal de producție al ultimului producător de care este nevoie să intre pe piață pentru a acoperi cererea (deci cel cu costul cel mai mare). Prin urmare, este foarte probabil ca introducerea acestui mecanism alternativ să nu conducă la un preț al pieței semnificativ diferit de cel rezultat din mecanismul aplicat în prezent, în schimb, gradul de transparență a pieței s-ar diminua considerabil (Khan, A. E. et al., 2001) – Grafic D.

Grafic D. Ilustrare a modului de ofertare/stabilire a prețurilor în cadrul mecanismelor *pay-as-clear* și *pay-as-bid*



În lumina celor mai recente constrângeri de natura ofertei, a devenit tot mai stringentă necesitatea unor măsuri care să țintească mai bine diminuarea rapidă a cererii de gaze naturale pe orizontul apropiat, unele analize relevând că în scenariul opririi complete a furnizării de către Rusia, cererea pe ansamblul UE ar trebui să se reducă cu circa 15 la sută față de media anilor 2019-2021 în următoarele 10 luni (Breugel, 2022). În situația în care iarna va fi mai friguroasă și va dura mai mult decât în mod normal, raționalizarea consumului, mai ales la nivel industrial, devine un scenariu tot mai plauzibil. În plus, deja este vizibilă o revenire la surse tradiționale de producție a energiei electrice, respectiv menținerea sau chiar suplimentarea numărului de centrale nucleare și a celor pe bază de cărbune pentru o perioadă mai mare de timp față de condițiile impuse inițial de tranziția verde. Pe un orizont mai îndepărtat, pentru asigurarea unui grad mai ridicat de independență energetică și existența unor prețuri mai accesibile, este necesară consolidarea eforturilor în direcția urgentării investițiilor în noi unități de producție și dezvoltarea mult mai rapidă a unor modalități de stocare fiabile și la costuri rezonabile a energiei electrice regenerabile, extinderea capacităților de interconectare la nivelul pieței europene de electricitate, demersuri care să fie însoțite de electrificarea tot mai multor domenii de activitate și sporirea eficienței energetice (potrivit Planului REPowerEU, anunțat de Comisia Europeană în luna mai 2022).

Referințe

Agencia pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare în Domeniul Energiei – *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2020*, Energy Retail Markets and Consumer Protection Volume, 2021

Agencia pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare în Domeniul Energiei – *ACER's Preliminary Assessment of Europe's high energy prices and the current wholesale electricity market design: Main energy price drivers, outlook and key market characteristics*, 2021

Comisia Europeană – *Comunicare a Comisiei către Parlamentul European, Consiliul European, Consiliul, Comitetul Economic și Social European și Comitetul Regiunilor*, REPowerEU Plan, mai 2022

Comisia Europeană – *Raport al Comisiei către Parlamentul European, Consiliu, Comitetul Economic și Social European și Comitetul Regiunilor*, Prețurile și costurile energiei în Europa, 2020

Kahn, A. E., Cramton, P. C., Porter, R. H., Tabors, R. D. – „Uniform pricing or pay-as-bid pricing: A dilemma for California and beyond”, *The Electricity Journal*, Volume 14 (6), 2001, pp. 70-79

McWilliams, B., Zachmann, G. – „European Union demand reduction needs to cope with Russian gas cuts”, iulie 2022, disponibil la <https://www.bruegel.org/2022/07/european-union-demand-reduction-needs-to-cope-with-russian-gas-cuts>

Sgaravatti, G., Tagliapietra, S., Zachmann, G. – „National policies to shield consumers from rising energy prices”, *Bruegel Datasets*, 2021, publicat prima dată în data de 4 noiembrie 2021, cea mai recentă actualizare a avut loc pe 9 iunie 2022, disponibil la <https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices>