

17 octombrie 2022

Către o soluție pentru criza din piața de energie



CONFEDERAȚIA PATRONALĂ
CONCORDIA
DIALOG PENTRU DEZVOLTARE

CUPRINS

- I. Principii
- II. Producătorii
- III. Distribuitorii
- IV. Furnizorii
- V. Consumatorii de energie (companiile)
- VI. Consumatorii vulnerabili (persoanele fizice)
- VII. Securitatea aprovizionării

Confederația Patronală Concordia

Pentru că este nevoie de o soluție care să țină cont de întreg lanțul economic, de producătorii de energie, de distribuitori și furnizori și de consumatorii mari sau mici. Concordia aduce împreună toate aceste sectoare și propunem soluții care să țină cont de nevoile tuturor, de posibilitățile bugetului de stat și de cadrul european.

I. Principii

1. La nivel internațional ne confruntăm cu o situație fără precedent care necesită o intervenție echilibrată a statelor în piața de energie cu obiectivul de a reține această intervenție pe măsură ce economia se adaptează și depășește punctul critic.
2. Criza din România este generată de efectele economice post-pandemie și de războiul declanșat de Federația Rusă în Ucraina, pe fondul lipsei de măsuri de stimulare a investițiilor în capacități noi de producție de energie la nivel național. Din acest punct de vedere, problemele din România au foarte multe similarități cu cele din alte țări europene, dar și anumite particularități care țin de modul în care producem și consumăm energie și de unele decizii din trecut ale căror efecte se fac simțite și astăzi.
3. Având în vedere punctul 2, considerăm că trebuie să existe un cadru și un răspuns la nivel european care mai apoi să fie ajustat la nivel național în funcție de specificul României. Astfel, este necesar ca spiritul noului [Regulament al Consiliului privind o intervenție de urgență pentru abordarea problemei prețurilor ridicate la energie](#) să fie respectat în definirea măsurilor naționale deja aplicabile având scopul de a asigura accesibilitatea la energie.
4. Costurile acestei crize și ale acestui război nu pot fi puse pe seama consumatorilor vulnerabili din România, aceștia trebuie sprijiniți.
5. În același timp, măsurile trebuie să își propună să preîntâmpine falimentul acelor companii care sunt viabile și competitive în absența acestui șoc extern și să păstreze locurile de muncă.
6. Mediul privat nu poate asigura pre-finanțarea acestui pachet de măsuri mai ales dacă statul nu se angajează să ramburseze aceste cheltuieli într-un termen extrem de scurt de 30 sau 45 de zile. Niciun sector economic nu poate asigura capitalul de lucru necesar pentru această pre-finanțare.
7. Este important ca România să poată importa și exporta energie. Integritatea pieței europene de energie este esențială pentru securitatea energetică a României.
8. Mecanismele de sprijin pentru consumatorii casnici sau industriali trebuie să pună accent pe reducerea și eficientizarea consumului și nu pe subvenționarea masivă a prețului. Consumatorii trebuie să își schimbe comportamentul în raport cu noile realități energetice ale Europei, statul putând oferi doar o protecție temporară care să permită această ajustare.
9. Cu toate că înțelegem implicațiile piețelor interconectate la nivelul UE, având în vedere dependența României în proporție de 10% de importurile de energie electrică și 20% de importurile de gaz, dar și definirea prețurilor prin cantitățile marginale necesare acoperirii cererii, considerăm necesară abordarea cu precădere a problemelor specifice României.
10. OUG 119/2022 a creat o serie de disfuncționalități în piața de energie care trebuie corectate imediat pentru a evita un blocaj al pieței sau un colaps al anumitor operatori economici (furnizori care nu mai pot duce povara pre-finanțării sau companii care nu pot avea acces la energia necesară funcționării).
11. Trebuie protejate în egală măsură interesele tuturor actorilor din lanțul economic (producători, furnizori, consumatori) astfel încât pe toată perioada de manifestare a crizei energetice niciunul să nu fie avantajat în dauna celorlalți.

II. Producătorii

Pe partea de producție de energie și piață angro problemele principale au fost identificate cu acuratețe de Energy Policy Group [într-o analiză publicată pe 5 septembrie](#). Mai multe prevederi ale OUG 119/2022 duc la modificări extrem de substanțiale ale cadrului de funcționare a pieței de energie, punând în discuție integritatea principiilor UE de piață energetică.

- Producătorii de gaze naturale sunt obligați să pună la dispoziție, pentru furnizorii clienților casnici și cei ai producătorilor de energie termică, gaz la un preț de 150 lei/MWh. Pentru producția proprie de energie electrică în centralele proprii pe gaze naturale (preț de transfer), este stabilit un preț de 100 lei/MWh.
- OUG 119/2022 confiscă integral profitul exportatorilor de energie electrică prin instituirea unei așa-numite contribuții la Fondul de Tranziție Energetică (entitate incertă). Altfel spus, exporturile sunt permise, dar profiturile sunt încasate de stat în proporție de 100%. Aceasta echivalează de facto cu interdicția exporturilor de energie electrică, în contradicție cu [Directiva \(UE\) 2019/944 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică](#).
- Pentru producătorii de energie electrică, Anexa 2 la OUG 119/2022 stabilește o formulă de calcul pentru contribuția la Fondul de Tranziție Energetică pe baza diferenței dintre prețul lunar de vânzare al energiei și nivelul de preț de 450 lei/MWh, ceea ce revine de fapt la un contract pentru diferență unidirecțional (*one-way CfD*) pentru producătorii de electricitate.
- Pentru ceilalți actori ai pieței (agregatori, traderi, furnizori), contribuția la Fondul de Tranziție Energetică este calculată ca diferență dintre prețul mediu lunar de vânzare și prețul mediu lunar de achiziție, la o rată de profit limitată draconic la doar 2%.

În plus față de cele menționate mai sus, patru puncte esențiale trebuie adresate din perspectiva producătorilor de energie.

1. Obligația de ofertare pe piețele centralizate - Gas Release Program (GRP)

Este necesară clarificarea prevederilor articolului VIII din OUG 119/2022 în sensul eliminării oricăror interpretări privind aplicarea simultană a GRP și respectiv a obligațiilor de vânzare în regim reglementat conform schemei de sprijin aprobate.

Modul de calcul al cantităților din GRP este diferit de cel prevăzut de OUG 119/2022 privind cantitățile care trebuie vândute în regim reglementat, producătorii fiind obligați să declare disponibilă pentru vânzare în regim reglementat întreaga producție de gaze naturale cu excepția consumului necesar pentru producția de energie electrică și a cantităților contractate anterior intrării în vigoare a OUG. Astfel nu există cantitățile suplimentare disponibile față de acelea determinate conform OUG 119/2022.

Așa cum a fost clarificat la momentul aprobării OUG 27/2022, anume faptul că se aplică schema suport și se suspendă GRP, este necesar ca și în cazul OUG 119/2022 să se vină cu o clarificare în articolul VIII în sensul scrierii clare că GRP este suspendat pe perioada OUG.

Această obligație trebuie în general eliminată deoarece îngreunează micii producători să găsească finanțare de la terți pentru sonde noi, care în situația actuală a sărăciei energetice este contraproductivă.

2. Restricțiile privind importul

În vederea asigurării securității în alimentare pe perioada sezonului rece, este necesară eliminarea oricăror restricții/bariere de ordin legislativ cu privire la activitatea de import. O astfel de restricție este în prezent reprezentată de modul de calcul al contribuției la Fondul de Tranziție Energetică, reglementată prin OUG 119/2022. Soluția propusă este reprezentată de definirea clară a costurilor de achiziție care trebuie să acopere toate costurile necesare accesului pe piață și respectiv exceptarea de la plata acestei contribuții pentru cantitățile importate.

Trebuie clarificat ce costuri sunt acoperite în categoria costurilor de achiziție și trebuie recunoscute toate costurile care sunt angajate în vederea aducerii mărfii pe piață; în caz contrar prevederile actuale constituie o interdicție de facto de import în condițiile în care marja de 2% nu poate acoperi aceste costuri.

Pentru suplimentarea măsurii precedente considerăm că în cazul cantităților importate nu trebuie să se aplice o astfel de taxă considerând că profitabilitatea unei astfel de activități ar putea fi afectată, ceea ce ar putea conduce la probleme în securitatea cu aprovizionarea pe perioada sezonului rece din cauza lipsei cantităților din import.

3. Calculul redevenței

Pentru cantitățile transferate la preț reglementat pentru activitatea de producție a energiei electrice este necesar ca redevența să se calculeze la prețul reglementat și nu la prețul stabilit pe o piață adiacentă României, semnificativ mai mare decât prețul reglementat. O astfel de abordare este deja implementată pentru cantitățile vândute în regim reglementat pentru consumul casnicilor și producătorilor de energie termică. În caz contrar, există riscul real al generării unei crize de aprovizionare pe piața de energie electrică.

4. Estimarea producției lunare

Anexa nr. 5 din OUG 27/2022 obligă producătorii să dea o estimare a producției lor lunare până la 31 august 2023. Toți cei implicați în operațiunile din amonte știu că discrepanța dintre o estimare a producției și producția realizată în final ar putea fi semnificativă. În spiritul prevederilor art. 14 din Anexa nr. 5 a OUG 27/2022, considerăm necesar să fie implementată obligația OTS și ANRE de a ajusta alocările în funcție de producția reală de fiecare dată când un producător solicită acest lucru, pe baza unor motive temeinice și documentate.

III. Distribuitorii

Operatorii de distribuție desfășoară o activitate reglementată. Metodologia de determinare a tarifelor implică obligativitatea asigurării viabilității financiare a societăților de distribuție.

În contextul evoluțiilor din piață, decizia de înghețare a tarifelor de distribuție trebuie să fie însoțită de o prevedere care să permită o intervenție rapidă, în cazuri excepționale, pentru a evita riscul unor situații în care distribuitorii să nu mai poată asigura sursele necesare de energie pentru funcționarea optimă a rețelelor. Astfel, în situația în care prețurile pe piețele angro de energie electrică sau gaze naturale au o evoluție ce depășește limita de +/- 10%, față de valoarea luată în considerare la calculul tarifelor de transport și distribuție a energiei electrice și a gazelor naturale, Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei aproba și aplica tarifele de transport și distribuție a energiei electrice și a gazelor naturale, anterior datei de 1 aprilie 2023.

În același timp, în condițiile actuale de piață, credem că este necesar ca factorii de decizie să intervină cu soluții de atenuare a impactului creșterii abrupte a prețurilor de achiziție a energiei destinate consumului tehnologic/consumului propriu tehnologic, pentru limitarea efectului acestor creșteri ale prețurilor atât la nivelul operatorilor de distribuție (efect direct imediat), cât și la nivelul consumatorului final (efect ulterior indirect prin tarifele de distribuție, parte a prețului final).

În același timp, susținem reintroducerea prevederii inițiale de stimulare a producătorilor pentru a oferi prețuri mai competitive pentru energia necesară consumului tehnologic/consumului propriu tehnologic, respectiv exceptarea de la suprataxare pentru aceste cantități. Această prevedere a fost abrogată la scurt timp după promulgarea legii de aprobare a OUG 27/2022 – situație care a creat o serie de dificultăți la nivelul unor operatori de distribuție.

Nu în ultimul rând, prevederile Legii energiei 123/2022 cu modificările ulterioare trebuie ajustate astfel încât să se clarifice la nivelul operatorilor de distribuție de energie electrică opțiunea de a solicita în mod agregat oferte pentru achiziția de energie pentru acoperirea consumului propriu tehnologic.

Operatorii de distribuție a energiei electrice și gazelor naturale au investit, în total, 10,5 mld lei în perioada 2018-2021, conform unui anunț recent al ANRE. Companiile au depus eforturi consistente în acest an pentru a asigura lichiditățile necesare derulării programelor critice de investiții și mentenanță pentru optima funcționare a rețelelor, astfel încât calitatea serviciilor prestate clienților să nu aibă de suferit. Costurile energiei pentru funcționarea rețelelor de distribuție ajung să fie nesustenabile, periclitând buna desfășurare a activităților operaționale curente.

Mai mult, lipsa lichidităților operatorilor de distribuție se resimte în întreaga industrie, aceștia fiind nevoiți să adopte măsuri de decalare sau întârziere a termenelor de plată către furnizorii de servicii și lucrări, cu riscul înregistrării de cereri de deschidere a procedurilor de insolvență, iar, pe măsură ce situația se înrăutățește, **crește riscul apariției unui val de falimente** în zona furnizorilor de servicii și, în ultimă instanță, în zona operatorilor de distribuție.

IV. Furnizorii

În linie cu prevederile naționale și regulamentele europene, niciun cost suplimentar nu trebuie suportat de către furnizorii de energie prin intervenția statului, în cazul de față plafonarea prețului la consumatorul final. Recuperarea în integralitate de către furnizorii de energie a costurilor declanșate de aplicarea schemei de sprijin este justificată de îndeplinirea de către furnizori a obligațiilor de serviciu public.

Impunerea valorii de 1.300 de lei/MWh pentru energia electrică este **neconstituțională** și încalcă directiva UE 944/2019, transpusă prin OUG 143/2021, Legea Energiei 123/2012 și Regulamentul UE nr. 1854/2022 privind o intervenție de urgență pentru abordarea problemei prețurilor ridicate la energie, publicat în 6 Octombrie 2022 și direct aplicabil României. Valoarea trebuie să fie una reală, iar prețul de achiziție a energiei trebuie recunoscut integral; tranzacțiile sunt transparente și pot fi verificate de instituțiile responsabile. Propunem eliminarea acestui plafon care ar conduce la nerecuperarea costurilor de achiziție de către furnizori, fără nici un fundament economic. Există deja o prevedere în legislație care penalizează măririle intenționate de prețuri. Mai mult, marja de furnizare este plafonată.

În ceea ce privește contribuția de solidaritate, se impune alinierea cu reglementările ANRE, care separă cantitățile aferente activității de trading. Furnizorii care nu desfășoară activitate de trading au ca activitate principală vânzarea en-detail către clienții finali. În cazul acestora, tranzacțiile en-gros nu constituie o activitate licențiată de trading, acestea fiind doar subsecvente vânzării către clienții finali. Un minim de 5% din cantitățile vândute către clienții finali în fiecare lună reprezintă vânzări inerente diferențelor de consum al clienților finali între prognoze și realizat (inclusiv în cazurile în care clienții schimbă furnizorul). Mai mult, pentru gaze naturale trebuie avute în vedere prețul de referință și costurile de înmagazinare și transport.

Este obligatorie elaborarea unui studiu de impact, inclusiv estimarea transparentă a impactului bugetar și asigurarea fondurilor necesare pentru decontarea la timp a reducerilor de preț acordate beneficiarilor schemei de sprijin. Decontarea optimă este condiționată de existența fondurilor necesare care, în versiunea de ordonanță adoptată recent, depind de potențiale încasări viitoare. Avem experiența OUG 27/2022, care a stabilit decontarea schemelor din taxarea suplimentară a producătorilor, prezumție neconfirmată de evoluțiile ulterioare.

Mai mult, textul Ordonanței impune un termen de 30 de zile pentru ANRE, pentru transmiterea aprobării valorilor pentru decont, dar nu există termene până la care ministerele să facă plățile către furnizori. **Solicităm adoptarea de măsuri concrete care să asigure recuperarea decalajului de 5 luni** pentru decontarea costurilor realizate de furnizori prin aplicarea schemelor de sprijin.

Reiterăm necesitatea de a avea minim 30 de zile la dispoziție pentru a pune în aplicare orice modificare a schemelor de sprijin. Facturarea energiei se face continuu, zilnic, „pe firul apei”, nu pe o lună calendaristică.

În linie cu măsurile recomandate de Comisia Europeană, **susținem adoptarea cu celeritate a unei scheme de garantare a împrumuturilor** care să asigure disponibilitatea unei lichidități suficiente pentru companiile care au nevoie, prin acordarea

unei garanții de stat pentru noi împrumuturi , permițând băncilor să continue să acorde împrumuturi sectoarelor de distribuție și furnizare.

Reiterăm faptul că furnizorii se află deja într-o situație foarte complicată din punctul de vedere al expunerii financiare, iar măsurile avute în vedere prin cadrul de reglementare trebuie să reducă riscul de lichiditate la nivelul sectorului, nu să genereze o expunere și mai ridicată.

V. Consumatorii de energie (companii)

Companiile consumatoare de energie au fost puse în fața unei situații imposibile cu adoptarea OUG 119/2022. Ele își făcuseră planurile de afaceri pentru 2022 ținând cont de OUG 27/2022 și bazându-se pe un anumit nivel de preț până la 31 martie 2023. Guvernul a decis fără consultare și fără avertisment să schimbe această situație de fapt de la o zi la cealaltă. Presiunea pe companiile consumatoare este imensă și ele nu au avut timp de ajustare. Există riscul sever ca foarte multe companii din România, altfel viabile, să ajungă în pragul falimentului, ceea ce ar duce la disponibilizări și la fracturarea lanțurilor interne de producție. Un asemenea scenariu trebuie evitat cu orice preț fiindcă va genera o recesiune cu costuri mult mai mari decât intervențiile necesare pentru a da acestor companii spațiul necesar să se ajusteze la noua realitate energetică europeană. Mai mult, una dintre consecințele neprevăzute ale OUG 119/2022 este faptul că energia poate fi achiziționată cu foarte mare dificultate deoarece pentru orice contract nou furnizorii înregistrează aproape automat o pierdere datorită reglementării, situație pe care nu o mai pot susține deoarece întreg capitalul lor de lucru a fost și este consumat de pre-finanțarea măsurilor în vigoare (așa cum explicăm la punctul anterior).

Pentru companii, considerăm că filozofia care trebuie să ghideze Guvernul este să adopte măsuri care să tempereze viteza de ajustare la prețurile de piață, să salveze acele companii care sunt viabile în condiții normale de piață și să stimuleze eficiența energetică și reducerea consumului acolo unde este posibil.

Este evident că agenții economici ar prefera să beneficieze cu toții de o plafonare a prețului la energie în formula propusă de preț plafonat pentru 85% din consumul mediu din anii trecuți. Aici trebuie avut în vedere că pandemia a perturbat funcționarea multor sectoare economice care au fost închise sau au operat doar parțial ceea ce face alegerea anului de referință extrem de importantă. Această măsură ar veni ca o plasă de salvare, dar încurajează companiile să-și reducă consumul pentru a evita cei 15% pe care trebuie să-i plătească la prețul pieței.

Avantajele acestei măsuri sunt că este ușor de aplicat și că nu denaturează spațiul concurențial oferind tuturor companiilor acces la energie la aceleași prețuri. Dezavantajele țin de costurile foarte mari pentru bugetul de stat și de faptul că pre-finanțarea acestui plafon prin furnizori îi fragilizează pe aceștia și cresc riscul unui colaps în sistemul energetic.

O posibilă soluție de compromis pentru următoarele șase luni de zile poate fi regândirea acestui mecanism prin diminuarea proporției de energie la preț plafonat. De asemenea se poate stabili un plafon care să fie mai suportabil pentru finanțele publice, dar care protejează totuși economia de acest șoc pe care l-a primit în septembrie. Nu în ultimul rând, includerea industriilor în acest plafon nu trebuie să se transforme într-un „concurș de

frumusețe”. Dacă se dorește limitarea lui la anumiți consumatori se poate gândi un set de parametri obiectivi (costul cu energia din costul total de producție, volumul de energie consumat în raport cu ceilalți factori de producție, etc.) care să restrângă aria de aplicabilitate în funcție de bugetul disponibil, dar direcționând totuși acești bani în acele zone din economie unde creșterea prețurilor la energie este cel mai greu de suportat.

Propunem analizei și dezbaterii câteva soluții posibile înțelegând că unele dintre acestea sunt foarte scumpe sau dificil de implementat. Considerăm că în urma unui dialog susținut între mediul de afaceri și Guvern se poate ajunge la soluții rezonabile care să fie o combinație a tuturor acestor propuneri.

1. Calendar de ajustare a prețului

O soluție diferită de plafonare poate fi un calendar de ajustare de 12-18 luni de zile de la un plafon rezonabil la prețul de piață. O creștere graduală și controlată a prețului la care sunt expuse companiile ar evita intrarea lor în insolvență, ar oferi predictibilitate pe termen mediu și le-ar oferi timpul să facă investițiile necesare ca să își eficientizeze consumul de energie. Totodată, un astfel de calendar ar însemna și o presiune în scădere pentru bugetul de stat și el se poate agreea plecând de la sumele care pot fi alocate pentru o astfel de măsură. Acest tip de intervenție poate fi combinată cu prevederi deja în vigoare în sensul în care și pe acest calendar de ajustare doar un anumit procent al energiei consumate să fie plafonat, restul urmând a fi achiziționat la prețul de piață. Inclusiv această proporție poate fi ajustată cu trecere timpului. Avantajul acestui tip de intervenție este că lasă timp economiei să se ajusteze, să acceseze finanțare și să ia măsuri de creștere a eficienței energetice.

2. Măsuri pentru reducerea consumului de energie

Guvernul poate avea în vedere mai multe tipuri de măsuri prin care să încurajeze reducerea consumului de energie. În cazul consumatorilor mari industriali se poate negocia un program de lucru care să evite vârfurile de consum și se pot gândi cu rapiditate câteva scheme de ajutor de stat în concordanță cu legislația europeană care să permită supraviețuirea acestor companii și păstrarea locurilor de muncă.

Dacă măsura plafonării nu este fezabilă pentru consumatorii din economie, atunci considerăm că trebuie gândită cu rapiditate o schemă de ajutor de stat care să combine sprijinul temporar pentru a reduce costurile cu energia condiționată de investiții în creșterea eficienței energetice, a reducerii consumului sau a dezvoltării de capacități proprii pentru autoconsum. România poate negocia ca o astfel de schemă de ajutor de stat să fie finanțată prin realocarea unor sume din alocarea proprie pentru cadrul financiar multianual 2021-2027 sau din RePowerEU.

Stimularea reducerii consumului energetic și a producției de energie verde se poate face și prin accelerarea reală a subvențiilor pentru producția de energie verde atât pentru consumatori individuali cât și pentru companii, dar și prin eliminarea barierelor administrative care încetinesc astăzi aceste investiții.

3. Reducerea sau eşalonarea/amânarea unor taxe și impozite

O altă măsură care poate fi avută în vedere pentru anumite tipuri de companii cu intensitate mare a consumului de energie este posibilitatea reducerii unor taxe și impozite sau a eşalonării acestora pe modelul folosit în timpul pandemiei. Multe state europene au luat deja măsura reducerii TVA sau a accizelor aplicate energiei. Eşalonarea plății anumitor taxe ar

trebui să se facă pe o perioadă limitată de timp (6 luni) și cuantumul acestei eșalonări poate fi corelat cu creșterea costului cu energia față de aceeași lună a anului de referință.

4. Neutralitatea statului în raport cu veniturile din energie

Statul nu ar trebui să își propună să realizeze venituri suplimentare excesive datorită poziției privilegiate pe care o are fiind acționar al companiilor de stat producătoare de energie și nici să încaseze venituri semnificativ mai mari din TVA sau accize datorate creșterii prețurilor la energie. Toate aceste venituri trebuie redistribuite în economie pentru a nu fi periclitată companii viabile și astfel locurile de muncă.

5. Garanții de stat

Guvernul poate folosi o parte din veniturile suplimentare pe care le are din energie pentru a oferi garanții de stat sau credite cu garanții de stat companiilor aflate în dificultate. Unele state oferă întreprinderilor care au înregistrat creșteri ale facturilor la energie de peste 100% o garanție de stat cu o rată a dobânzii de 0% pentru a-și acoperi costurile cheltuielilor operaționale.

6. Contractele bilaterale

Contractele bilaterale pot fi una dintre soluțiile avute în vedere, fără să fie soluția universală. Este de dorit ca marii consumatori și furnizori să poată încheia contracte bilaterale, dar trebuie să existe un cadrul legislativ și de guvernare corporativă care să prevină ca România să ajungă înapoi în situația care a dus interzicerea lor acum un deceniu. Durata pe care se pot încheia astfel de contracte este esențială. În momentul de față, contractele bilaterale disponibile în piață solicită angajare pentru perioade foarte lungi - min 10 ani. În aceste condiții, fără vizibilitate, e foarte complicat pentru o companie care are ca domeniu principal de activitate altul decât cel legat de domeniul energetic, să-și poată asuma un asemenea scenariu. Chiar și în variantele discutate la nivelul Parlamentului de 3 sau 5 ani considerăm că ele nu sunt cu adevărat fezabile dacă contractele bilaterale sunt încheiate la prețurile mari de astăzi. Anticipăm o scădere la nivel european a costului energiei în următorii ani și dacă industria noastră rămâne blocată în contracte pe termen lung la prețurile de astăzi va pierde masiv din competitivitatea sa regională. Mai mult, numărul contractelor bilaterale disponibile în piață este limitat și nu poate asigura în acest moment o stabilizare.

7. Compensarea costurilor indirecte

Întreprinderile din industriile consumatoare de energie pot primi un ajutor suplimentar sub formă de compensare pentru costurile indirecte. Această măsură este deja utilizată de mai multe state europene.

8. Întreprinderi mici și mijlocii

Pentru întreprinderile mici și mijlocii, o opțiune sustenabilă ar fi alocarea de energie electrică/gaze naturale din producția internă la un preț adecvat, ceea ce ar reduce povara pentru bugetul de stat.

9. Măsuri de natură administrativă

Sunt necesare măsuri care să grăbească autorizarea tuturor proiectelor de producere a energiei electrice, fie că vorbim de producători consacrați, de producători casnici care își montează panouri fotovoltaice sau de companii care doresc să investească pentru

autoconsum. Este necesar un efort concertat al autorităților centrale și locale pentru a autoriza toate aceste proiecte în cel mai scurt timp cu putință. De asemenea, există companii care pot face trecerea temporară de la utilizarea gazului la utilizarea altor tipuri de combustibili fosili, dar care sunt mai poluanți. În acest sens, este necesară accelerarea unor proceduri administrative care să permită autorizarea în regim de urgență a companiilor care doresc să facă tranziția temporară de la consumul de gaz la alți combustibili. O posibilă soluție ar fi exceptarea acestor companii de la unele norme de mediu pentru o foarte scurtă perioadă de timp (3-6 luni) în măsura în care pot demonstra că schimbarea combustibilului este singura alternativă pe care o au, fiind altfel nevoiți să oprească producția.

10. Plafonarea prețului pentru anumite industrii

În măsura în care nu pot fi identificate soluții de natura celor prezentate aici și care să constituie o bază rațională și nediscriminatorie pentru sprijinirea economiei românești cele mai multe industrii vor milita pentru a fi eligibile pentru prețul plafonat prin OUG119/2022. Doar dintre membrii Concordia avem o serie de industrii care se vor confrunta cu mari dificultăți și care în absența unui pachet de sprijin solicită să fie incluse în plafonarea de preț. Dintre acestea amintim industria producătoare de mobilă, industria hotelieră, transportatorii feroviari, industria comerțului alimentar, industria producătoare de bere sau industria băuturilor răcoritoare. Ultimele trei dintre aceste industrii fac parte și din sectorul alimentar (deja inclus în OUG 119/2022) într-o definiție mai largă și neinclusiunea lor creează probleme de natură concurențială în raport cu industrii similare.

11. Consumatorii din parcurile industriale

În prezent, o societate comercială - consumator localizat în cadrul unui parc industrial care deține o rețea internă de distribuție gaze naturale nerecunoscută de ANRE, nu poate beneficia de prețul plafonat deși are un consum individual mai mic de 50.000 MWh. Practica ANRE este de a considera întreg parcul ca un unic consumator, chiar dacă reiese din documentație că gazul natural este consumat de fiecare societate comercială rezidentă în parc, în diverse procese economice. Astfel că, dacă o societate are neșansa ca împreună cu vecinii ei din același parc industrial (societăți neafiliate) să însumeze un consum mai mare de 50.000MWh, nu va beneficia de prețul plafonat.

O situație similară există pentru clienții casnici în cazul condominiilor racordate printr-o instalație comună cu un singur contor de măsurare. În acest caz, OUG 27/2022 recunoaște dreptul fiecărui consumator de a se încadra în plafonul stabilit prin actul normativ, determinând consumul fiecărui consumator prin împărțirea consumului total la numărul de consumatori. Un mecanism similar, dovedit prin documentație contractuală și financiar contabilă trebuie introdus și pentru consumatorii industriali din parcurile industriale.

VI. Consumatorii vulnerabili

Pentru a putea încadra corect problema sărăciei energetice și a emite politici publice eficiente care să combată fenomenul nefavorabil este esențial să înțelegem cauzele manifestării sale.

Un bun punct de plecare este definiția sărăciei energetice care, potrivit [Convenției primarilor pentru climă și energie](#), reprezintă „situația în care, din cauza combinației între veniturile mici, costurile ridicate la energie și eficiența energetică scăzută a locuinței, o persoană sau o

gospodărie nu își permite servicii energetice de bază (încălzire, răcire, iluminat, mobilitate și alimentare cu energie electrică)”

Astfel, contrar opiniei generale, sărăcia energetică este o provocare societală și nu una specifică industriei energetice, având drept cauze principale nu doar prețul energiei, ci și elemente suplimentare la fel de importante, precum:

- veniturile mici;
- gospodării izolate necorespunzător;
- comportament energetic imprudent;
- lipsa de informare generalizată asupra rolului consumatorului final.

În plaja măsurilor pe termen scurt, România a avut deja la momentul debutului crizei energetice o Lege a Consumatorilor Vulnerabili (Legea 226/2021) care, în condiții normale de piață, ar fi trebuit să fie suficientă pentru a asigura un nivel adecvat de protecție financiară a consumatorilor expuși sărăciei energetice. Nu a fost așa din două motive:

- Au fost legiferate criteriile pentru identificarea Consumatorului Vulnerabil, dar nu s-a delimitat bazinul de consumatori vulnerabili la nivel național;
- Situația extraordinară a prețurilor la energie a determinat ca însuși contextul macroeconomic în care a fost elaborată Legea Consumatorului Vulnerabil să nu mai fie de actualitate.

Plecând de la problemele Schemei Suport aflate în vigoare și de la obiectivul final al unui Plan de combatere a Sărăciei Energetice, respectiv de a reduce, în timp, numărul de consumatori vulnerabili, propunem o schemă suport alternativă, guvernată de următoarele principii:

- 1.** Sărăcia energetică este eminentamente o problemă socială și nu una specifică sectorului energetic. Colectarea de fonduri necesare susținerii Schemei Suport trebuie să fie echitabilă în raport cu industria de profil care are nevoie de un nivel adecvat de solvabilitate și beneficii economice pentru a putea menține un ritm susținut al investițiilor. De asemenea, industria energetică nu trebuie să reprezinte singura sursă de venit pentru alimentarea fondului destinat Schemei Suport pentru consumatorii vulnerabili.
- 2.** Nivelul de venit realizat al unei gospodării trebuie să fie principalul criteriu de eligibilitate pentru acordarea sprijinului financiar, secundat de criteriul consumului de energie realizat, respectiv al consumului de energie responsabil. Chiar dacă în contextul crizei energetice ponderea cheltuielilor cu factura energetică a înregistrat o creștere semnificativă pentru toți consumatorii casnici, există în continuare un segment al populației pentru care prețul energiei este în continuare unul suportabil. Similar, consumatorii finali care înregistrează un consum atipic de mare al gospodăriei de reședință ar putea fi excluși de la acordarea sprijinului financiar.
- 3.** Este nevoie de realizarea unei distincții între suportabilitatea prețurilor la energie în contextul crizei energetice și expunerea, pe diferite grade de vulnerabilitate, la fenomenul sărăciei energetice. Pe acest fond, o măsură aplicabilă unei palete mai extinse de consumatori, cu criterii de eligibilitate bine definite, ar putea fi luată în considerare. O astfel de măsură, care să nu interfereze cu contractele de energie aflate în derulare, este reducerea nivelului de TVA pentru un segment al populației, mai extins decât cel al consumatorilor vulnerabili, exclusiv pe perioada manifestării crizei energetice.
- 4.** Schema suport trebuie să conțină un mix de măsuri, care să îmbine sprijinul financiar direct (de tip subvenție) și indirect și cel destinat îmbunătățirii eficienței energetice:

- a. voucher acordat pentru achiziția/ schimbarea aparatelor energointensive din gospodărie;
 - b. voucher acordat pentru îmbunătățirea performanței energetice a clădirii;
 - c. impozit preferențial pentru clădirile încadrate în anumite grade de performanță energetică.
- 5.** Măsurile de sprijin de tip financiar indirect nu trebuie neglijate, acestea fiind deosebit de utile în ameliorarea impactului din factura energetică:
- a. posibilitatea eșalonării facturilor ridicate pe întreg parcursul anului;
 - b. aranjamente de plată speciale pentru consumatorii vulnerabili, precum aplatizarea curbei de consum;
 - c. facilități de acces pentru consumatorii vulnerabili, cu posibilitatea acordării unor reduceri pentru a asigura accesul la alimentarea cu energie.
- 6.** Efortul de încadrare a consumatorilor vulnerabili reprezintă o responsabilitate comună între aparatul de stat de resort, care să își asume rol de coordonare și actorii relevanți din sectorul energetic (furnizori, distribuitori, etc.). Într-o etapă inițială, autoritățile de resort ar putea să contribuie la generarea unei liste preliminare a consumatorilor vulnerabili din considerente de venit. Ulterior, operatorii de distribuție și furnizorii, prin acces la o serie de date¹ utile demersului de eficientizare a consumului de energie, pot contribui la segmentarea bazinului de consumatori vulnerabili pe criterii de eficiență a consumului realizat.
- 7.** Delimitarea consumatorilor de consumatori vulnerabili necesită timp, însă este imperios ca demersul de încadrare a consumatorilor finali în această categorie să înceapă imediat. Tergiversarea identificării consumatorilor vulnerabili va facilita apariția de politici publice ineficiente la adresa sărăciei energetice și chiar măsuri de creștere a regimului fiscal și de impozitare aplicabil în sectorul energetic.
- 8.** Implementarea unei abordări de tip "*phase-in – phase-out*" a măsurilor de tip subvenție, cu cele destinate îmbunătățirii performanței energetice a gospodăriei și/sau de bonificare a comportamentului energetic responsabil. Consumatorii vulnerabili trebuie sprijiniți, inclusiv financiar, pentru a putea ieși din situația de vulnerabilitate energetică. Cu toate acestea acordarea de sprijin financiar direct ar trebui să aibă un caracter limitativ în timp și condiționată de progrese sub aspectul îmbunătățirii eficienței energetice a gospodăriei în care au reședința.
- 9.** Stabilirea unor ținte anuale pentru două obiective importante: definitivarea listei de consumatori vulnerabili (maxim 3 ani) și obiective anuale pentru reducerea fenomenului sărăciei energetice, cu luarea în calcul a unor subcriterii relevante în acest sens la nivel național, precum: nivelul mediu al intensității energetice pe gospodărie, numărul efectiv al consumatorilor vulnerabili, etc.
- 10.** Deprinderea unui comportament energetic responsabil prin demararea unor campanii de informare de amploare la nivel național, cu implicarea tuturor stakeholderilor relevanți (Ministerul Dezvoltării, Lucrărilor Publice și Administrației, Ministerul Energiei, ANRE, autorități publice locale, asociații patronale, organizații non-profit, furnizori, distribuitori, etc.).

¹ Istoric și profile de consum, acces la lista de consumatorilor din instalația de utilizare, etc.

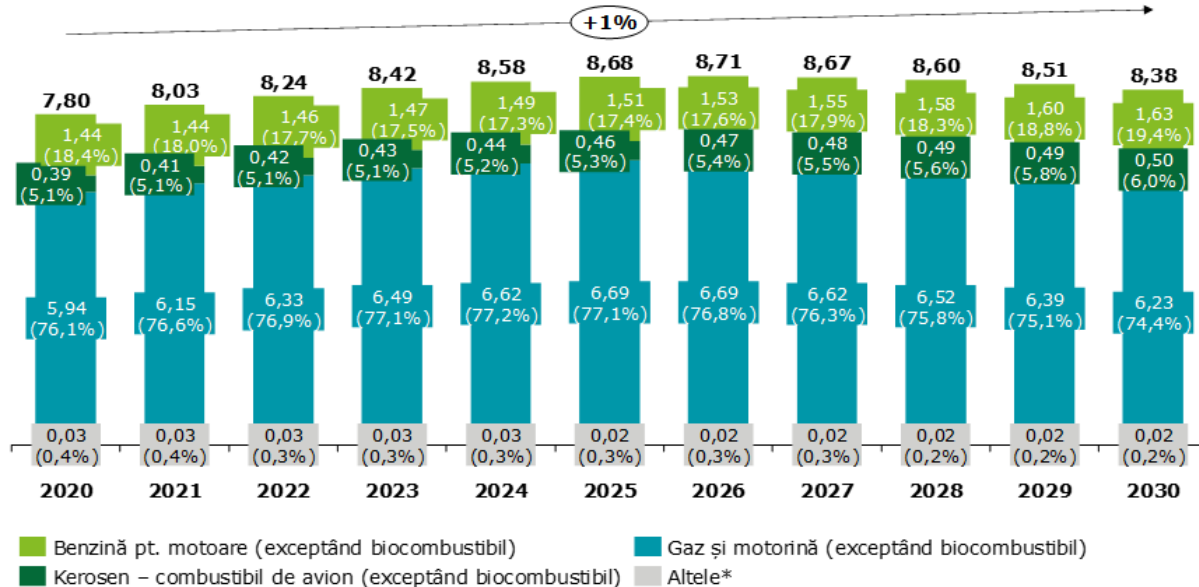
VII. Securitatea aprovizionării

Considerăm că este importantă dezvoltarea de infrastructură pentru situații de reziliență în vederea asigurării securității energetice. Conform [Directivei 2009/119/CE](#), Uniunea Europeană are obligația de a menține un nivel minim de rezerve de țiței și/sau de produse petroliere la nivel național. În general, în conformitate cu Directiva UE, există două abordări principale pentru menținerea stocurilor de urgență: stocuri menținute de către industrie și sisteme centralizate. Pentru 2021, România are obligația de stocare a 1.550.000 tone dintre care 2/3 țiței (aproximativ 1.100.000 tone) și minim 1/3 benzină, motorină, jet (aproximativ 550.000 tone).

România și Luxemburg sunt singurele țări unde stocurile obligatorii sunt deținute numai de operatorii economici, cu posibilitatea de delegare externă a stocurilor de până la 50% din obligația anuală, datorită lipsei spațiilor de depozitare pe teritoriul României. Acest lucru are un impact direct asupra securității energetice, neavând siguranța accesării imediate a acestora în caz de urgență, cum prevede legislația europeană.

În contextul securității privind aprovizionarea cu țiței și produse petroliere, previziunile arată o creștere a consumului de carburanți conform graficului de mai jos.

Grafic 1| – Prognoza livrărilor interne brute observate în România 2020 –2030 [Mtep, %]



De asemenea, scenariile privind implicațiile și impactul asupra pieței de produse petroliere sunt în continuare puternic afectate de sancțiunile impuse Rusiei așa cum arată și analiza de mai jos.

Grafic 2 - Evoluția ipotezelor-cheie și implicațiile potențiale pentru piețele petroliere

	Evaluare inițială (Aprilie/Mai)	Evaluare actualizată (Iulie)	Potențiale implicații
Aprovizionare	<p>Exporturile rusești către OECD (4.9Mbd în 2021) în pericol</p> <p>Au existat acțiuni de ~10Mbd pentru a atenua potențialele perturbări</p>	<p>~4,6Mbd de exporturi rusești sancționate în prezent sau angajate să fie eliminate treptat până în 2023</p> <p>Creșterea redirectionării exporturilor rusești către China și India (creștere de ~1,5 Mbd YoY în mai)</p> <p>Nicio schimbare în vânzările din Rezervele strategice de petrol, accelerarea calendarului de eliberare a reducerilor OPEC+, dar probleme suplimentare legate de accelerare, niciun progres în ceea ce privește acordul cu Iranul</p>	<p>Se preconizează că piața mondială a țițeiului va rămâne restrânsă (adică prețuri de ~100 dolari/baril) până în 2023.</p> <p>Piețele de rafinare, în special cea a motorinei, vor rămâne probabil tensionate (adică nivelurile de utilizare a rafinăriilor la niveluri ridicate din punct de vedere istoric, iar diferențele de preț față de Brent rămân ridicate) până în 2025.</p>
Cerere	<p>Reducerea cererii cu ~0,5Mbd din cauza blocării COVID-19 în China</p>	<p>COVID-19 a ridicat blocajele din China, se așteaptă un impact suplimentar al cererii preconizat din cauza inflației și o ajustare a sistemului de rafinare la perturbarea aprovizionării cu materii prime rusești.</p>	
Produse rafinate	<p>Capacitatea de rafinare existentă pentru a înlocui produsele rusești.</p>	<p>Gradul de utilizare a instalațiilor de rafinare a rămas scăzut în Europa (din cauza revizuirilor) și în China (din cauza reducerii cotelor de export), ceea ce pune presiune pe piețele de motorină la nivel mondial.</p>	

◆ **Scenariul A:** se presupune că interdicțiile OCDE, care reprezintă 4,6 Mbd, sunt puse în aplicare până în 2023 și eliminate treptat în 2024; redirectionarea a 2,4 Mbd de țiței și produse, în principal către Asia; sancțiunile impuse Iranului au fost ridicate la jumătatea anului 2023, iar în 2024 față de 2022 se recuperează o producție de 1,1 Mbd,

◆ **Scenariul B:** aceleași interdicții OCDE ca în A, dar care se extind până în 2025; aceleași ipoteze de redirectionare și de recuperare a producției iraniene,

◆ **Scenariul C:** aceleași interdicții OCDE ca în B, dar fără redirectionare și recuperare a producției iraniene.

Soluția pe termen lung este ca România să își întărească sistemul logistic și de depozitare pe Entitatea Centrală de Stocare care va răspunde atât pe parte de securitate energetică cât și cerințelor de reglementare europeană

În al doilea rând, este importantă transparența în ceea ce privește efectuarea operațiunilor încărcare-descărcare produse petroliere.

Societatea Oil Terminal, are în componență 3 depozite, cu o capacitate totală de depozitare 1,4 milioane m³, din care:

- Secția Platformă Nord, capacitate de depozitare de aproximativ 400.000 m³ utilizată pentru depozitare țiței, păcură și VGO.
- Secția Platformă Port, situată în incinta Port, dana 69, cu o capacitate de depozitare de aproximativ 102.000 m³ destinată pentru stocare produse petroliere și produse chimice
- Secția Platformă Sud, capacitate de aproximativ 910.000 m³ folosită pentru depozitare țiței, benzină, motorină, păcură.

În funcție de specific, fiecare platformă are infrastructură mixtă prevăzute cu capacități de încărcare/descărcare produse petroliere și chimice lichide formate din rampe, căi ferate interne cu o lungime totală de aproximativ 30 km, conducte de transport pentru încărcare/descărcare la/din nave a țițeiului, produselor petroliere, petrochimice. Terminalul petrolier are legături la rețeaua națională de căi ferate, rețeaua de căi rutiere și la canalul Dunăre-Marea Neagră.

Activitatea concurenților menționați constă în:

- Terminalul din portul Midia deservește în exclusivitate rafinăria Rompetrol Rafinare.
- Terminalele din porturile dunărene românești (Galați, Giurgiu și Drobeta Turnu Severin). Prin terminalul de la Drobeta Turnu Severin rafinăriile OMV Petrom și Petrotel Lukoil derulează operațiuni de încărcare benzină și motorină din cisterne CF prin transbord direct în barje fluviale care descarcă în porturi dunărene din Austria, Slovacia și Ungaria. Se efectuează și operațiuni de descărcare bioetanol din barje încărcate în Ungaria pentru cele 2 rafinării menționate mai sus (în cursul anului 2014, firma MOL și-a construit un terminal nou în portul Giurgiu în care descarcă barje cu benzină și motorină încărcate în barje fluviale la Oil Terminal, Rompetrol Rafinare și alte porturi dunărene din Ungaria și Slovacia. În depozitul Mol urmează să fie pusă în funcțiune și o rampă CF pentru descărcare benzină și motorină din vagoane cisternă de cale ferată.

În prezent există o singură linie care asigură încărcarea trenurilor cu produse petroliere pentru toți operatorii economici și nu beneficiază de o procedură clară în ceea ce privește prioritizarea încărcării acestora. Având în vedere contextul generat de situația din Ucraina, menționăm că operațiunile de încărcare cu destinație Ucraina sunt prioritare, iar pentru ceilalți operatori se așteaptă decizia ACFR, care generează întâzieri de câteva zile în ceea ce privește încărcarea cantităților necesare lunare. În plus, față de cele menționate se adaugă și alți factori care pun în dificultate tranzitul trenurilor de marfă pe teritoriul României cum ar fi:

- Calitatea infrastructurii feroviare
- Restricțiile de viteză datorate lipsei investițiilor din sectorul de transport feroviar
- Frecvența scăzută a locomotivelor și a lipsei de resurse
- Creșterea numărului de transporturi umanitare de marfă spre Ucraina, fluxurile de transport dinspre și către Ucraina și în țările învecinate, supraaglomerează traficul feroviar
- Lipsa personalului și a locomotivelor.

În 2019–2021, România, pe lângă producția locală a celor 3 rafinării, a importat între 1mn și 2,4 mn tone motorină anual pentru necesarul domestic și exporturi regionale, în principal din Federația Rusă, dar și din țările producătoare din Mediterană. În mod curent, dar și în caz de opriri neplanificate ale rafinăriilor locale, aprovizionarea României cu motorină depinde semnificativ de importurile regulate de motorină, de infrastructură de import necesară (Oil Terminal, infrastructura CFR, CFR Marfa și ceilalți operatori CF din România) și implicit de geopolitica și sancțiunile din zona Mării Negre. De asemenea, investițiile suplimentare și dezvoltarea unor potențiale proiecte sunt dependente de modernizarea și extinderea infrastructurii astfel încât să poată susține nu doar transportul produselor petroliere dar să ofere posibilitatea altor dezvoltării de terminale de stocare, instalație producție bitum etc.

Reducerea producției domestice de țiței (din declinul natural al zăcămintelor) va crește gradual volumele importate de țiței de la 7mn tone în 2020 la 11 mn tone pe an crescând semnificativ dependența României față de importurile de țiței, de infrastructura de import țiței (Oil Terminal și Conpet), dar și implicit de geopolitica Mării Negre. România transportă și distribuie 100% din produselor petroliere rafinate pe cale ferată și rutier. Importurile și exporturile de produse petroliere se realizează prin Oil Terminal și alte terminale maritime la Marea Neagră.

Pentru asigurarea capacității de import, transport, stocare de energie și a sistemelor de rezervă sunt necesare măsuri noi pentru modernizare și menținerea capacităților/infrastructurii adecvate de import/transport țiței și motorină cu investiții la Oil Terminal, CFR Infrastructură, CFR Marfă. Suntem conștienți de faptul că orice investiție în infrastructură are un ciclu de implementare complex, însă având în vedere contextul pandemic și criza din Ucraina, considerăm că sunt necesare măsuri urgente care să contribuie la fluidizarea rutelor utilizate în scopul transporturilor de marfă echilibrând astfel fluxurile de import și export, prin acțiuni de control și monitorizare, mărirea capacității de tranzit a sistemului feroviar și optimizarea rețelei prin mărirea capacității de tracțiune, număr de locomotive și de personal. De asemenea, politica Uniunii Europene în domeniul feroviar include măsuri legislative care privesc deschiderea pieței feroviare europene și aspecte care țin de interoperabilitate și siguranță.

Confederația Patronală Concordia reprezintă 16 dintre cele mai importante sectoare ale economiei naționale și este partener de dialog social, reprezentativă la nivel național. Cu o contribuție de peste 26% din PIB și un total de peste 330.000 de angajați în aproape 2.000 de firme mari și mici, cu capital străin și autohton, Concordia este singura organizație din România membră în BusinessEurope, Organizația Internațională a Angajatorilor (IOE) și Business at OECD (BIAC).