Către

Biroul Permanent al Senatului

În conformitate cu prevederile art. 74 alin. (1) și ale art. 75 alin. (1) din Constituia României, republicată, vă înaintăm alăturat, spre dezbatere și adoptare, in procedura de urgenta, propunerea legislativă pentru modificarea și completarea Legii nr. 256/2018, privind unele măsuri necesare pentru implementarea operațiunilor petroliere de către titularii de acorduri petroliere referitoare la perimetre petroliere offshore.

În numele inițiatorilor,

Calitate (Deputat/Senator) Nume Prenume

Semnătură

 **EXPUNERE DE MOTIVE**

|  |
| --- |
| **Secţiunea 1****Titlul actului normativ****LEGE****pentru modificarea și completarea Legii nr. 256/2018** **privind unele măsuri necesare pentru implementarea operațiunilor petroliere de către titularii de acorduri petroliere referitoare la perimetre petroliere offshore**  |
| **Secţiunea a 2-a Motivul emiterii actului normativ** |
| **1. Descrierea situaţiei actuale** | Asigurarea securității energetice este obiectivul esențial al politicii energetice a României, în acord cu cel exprimat şi la nivel european.Unul dintre obiectivele strategice asumate prin Programul de Guvernare, este modificarea și completarea Legii offshore nr.256/2018 în vederea demarării proiectelor strategice de dezvoltare şi exploatare a gazelor naturale din Marea Neagră pentru creșterea securității energetice, reducerea dependenței de gaze de import și asigurarea tranziției către surse de energie curate.  Producția de gaze naturale din România, onshore şi offshore acoperă aproximativ 30% din producția de energie primara a ţării. Zonele de producție onshore de gaze naturale ale României au fost intens exploatate în ultimul secol, producția fiind în prezent într-o continuă descreştere. Producția internă de gaze naturale în scădere a fost compensată prin importuri, ceea ce a dus la venituri mai mici la bugetul de stat, creșterea deficitului de cont curent, pierderi de locuri de muncă precum şi costuri mai mari pentru populație şi industrie. În vederea dezvoltării resurselor interne de gaze naturale, un aport semnificativ îl pot avea resursele din Marea Neagră, care necesită însă investiții substanțiale în activitățile de explorare și dezvoltare.  În ultimii 15 ani operatorii din sector au investit peste 3,5 mld USD în proiecte de explorare, dezvoltare şi producție de gaze naturale offshore, din care aproximativ 2,5 miliarde de dolari în activitățile de explorare și peste 1 miliard de dolari în activități de dezvoltare și redezvoltare pentru zăcăminte existente. Aceste proiecte, orientate spre punerea în valoare a noi resurse, sunt inițiate de investitori cu experiență, care şi-au asumat riscuri considerabile la momentul la care au luat decizia de a investi în proiectele de explorare din Marea Neagră, pe baza premisei menținerii unui climat legislativ stabil pentru toată durata prevăzută în acordurile petroliere.  Pe lângă costurile ridicate de explorare, dezvoltare şi exploatare în general, activitatea de explorare în zone de frontieră precum Marea Neagră, are rate de succes reduse. În plus, riscurile asumate sunt foarte mari deoarece doar 20-30% din sondele de explorare offshore se concretizează în descoperiri comerciale.  Durata de viață a proiectelor offshore este mult mai mare comparativ cu alte proiecte de investiții, fiind necesari, în anumite cazuri, peste zece ani de la confirmarea descoperirilor zăcămintelor până la faza de producție.  Un alt risc asociat proiectelor de explorare, dezvoltare şi producție de gaze naturale offshore este legat de incertitudinile tehnice şi geologice pe care investitorii şi le asumă în etapele de explorare, amplificat de lipsa unei infrastructuri offshore în amonte. Obținerea încrederii investitorilor, în general, şi asigurarea condițiilor minime necesare realizării investițiilor specifice în perimetrele offshore din Marea Neagră se realizează prin: a) stabilitatea fiscală și a redevențelor; b) dezvoltarea unui cadru legislativ competitiv și stabil necesar valorificării pe termen lung a resurselor naturale.  Impactul asupra economiei românești a investițiilor specifice pentru exploatarea descoperirilor de gaze naturale, precum și pentru continuarea operațiunilor de explorare și evaluare a unor noi resurse de hidrocarburi în perimetrele offshore din Marea Neagră este semnificativ. Acesta se va concretiza prin creșterea securității energetice, contribuții semnificative la bugetul de stat, locuri de muncă şi o mai bună poziționare a României pe harta energetică a Europei. Din perspectiva impactului asupra mediului, gazele naturale au emisii considerabil mai mici de poluanți atmosferici şi cel mai important, reprezintă cel mai curat dintre combustibilii fosili, emisiile de carbon pe unitatea de energie fiind cu 40% mai mici decât ale cărbunelui. Gazele naturale din Marea Neagră au un rol crucial în tranziția energetică a României și pot sprijini dezvoltarea noilor surse de energie, cum ar fi hidrogenul. Continuarea investițiilor în perimetrele românești offshore din Marea Neagră necesită un cadru de reglementare şi fiscal adecvat, care să permită creșterea șanselor ca investitorii să ia deciziile de investiții, în contextul riscurilor crescute şi a provocărilor tehnice menționate mai sus. În prezent, ținând cont de parametrii de taxare în vigoare, estimările indică o rentabilitate redusă a acestor proiecte de investiții.  În trecut, a fost recunoscută nevoia de stabilitate fiscală a acestor proiecte, încă de la momentul încheierii acordurilor petroliere şi implicit, a deciziilor inițiale de investiții, potrivit prevederilor din Legea petrolului nr. 134/1995: Art. 13 (5); Legea petrolului nr. 238/2004: Art. 31 (2) şi Art. 61 (1); Ordonanța de Urgenta a Guvernului nr. 160/1999 privind instituirea unor măsuri de stimulare a activității titularilor de acorduri petroliere şi subcontractanților acestora, care desfășoară operațiuni petroliere în perimetre marine ce includ zone cu adâncime de apă de peste 100 metri, aprobata prin Legea nr. 399/2001 (OUG nr.160/1999): Art. 1, precum şi în clauzele de stabilitate cuprinse în acordurile petroliere individuale.  |
| **2. Schimbări preconizate** | În vederea susținerii proiectelor de dezvoltare a resurselor de gaze naturale din Marea Neagră şi pentru a impulsiona producătorii din România să investească în prelungirea duratei de viată a zăcămintelor existente este propus un set de amendamente la cadrul legislativ specific proiectelor offshore, care are ca obiective:1. Stabilitatea fiscală şi a principiilor de piaţă liberă
2. Sistem fiscal competitiv
3. Stabilitatea fiscală este un principiu fundamental în baza căruia investitorii iau deciziile de investiții ținând cont de costurile semnificative ale investițiilor offshore, durata îndelungată a realizării proiectelor și riscurile specifice ridicate ale investițiilor offshore detaliate mai sus. În acest sens, se impune clarificarea și completarea prevederilor privind stabilitatea regimului fiscal și de redevențe petroliere incluse în Legea Offshore.

Stabilitatea principiului de piață liberă este esențială pentru investitori, având în vedere nivelul ridicat al investițiilor în acest segment.1. Pentru a obține un sistem fiscal competitiv şi a permite investitorilor un nivel normal al rentabilității, este necesară eliminarea impozitării suplimentare a veniturilor pentru preturile de vânzare la care investitorii nu realizează supraprofituri (intre 45,71 lei/MWh şi 85 lei/MWh), cu menținerea grilei de impozitare în cazul veniturilor suplimentare obținute în urma practicării unor prețuri mai mari de 85 lei/MWh.

Impozitul pe veniturile suplimentare şi impozitul pe profit și sunt două impozite diferite și de aceea este necesară o bază impozabilă corespunzătoare, determinată în mod adecvat. Cele două impozite au reguli diferite de determinare, așadar, potrivit practicii internaționale relevante, nu se justifică limitarea unui drept de deducere stabilit prin reguli general aplicabile impozitului pe profit, prin deducerea aplicabilă pentru impozitul pe veniturile suplimentare , De asemenea, se propune creșterea de la 30% la 40% a nivelului maxim pentru deducerea investițiilor din segmentul upstream pentru determinarea impozitului suplimentar, pentru a încuraja investițiile în acest sector.În plus, se propune eliminarea limitării deducerii investițiilor pentru calculul impozitului pe profit, pentru a asigura respectarea principiului Codului Fiscal care prevede ca toate sectoarele de activitate să fie tratate uniform. În prezent, această limitare împiedică operatorii offshore să deducă amortizarea tuturor investițiilor efectuate, datorând impozit pe profit la o bază impozabilă artificial mărită, fiind astfel discriminați comparativ cu restul agenților economici. Totodată de reglementează regimul fiscal pentru perimetrele onshore de adâncime mai mari de 3000mSe propune eliminarea utilizării prețului de referință în determinarea bazei de calcul a impozitului asupra veniturilor suplimentare. În acest fel, sunt respectate principiile fiscalității prevăzute de Codul Fiscal şi România se va alinia cu practica internațională referitoare la determinarea impozitelor upstream pe baza prețurilor realizate. Modificările propuse reflectă practica internațională în industria de petrol şi gaze.Conform unui studiu realizat în luna iunie 2021 de compania de consultantă PwC, ”Studiu comparativ privind impozitarea specifică a producției de gaze naturale offshore din Europa”, în anul 2020, România avea cea mai mare rată efectivă de impozitare a sectorului de gaze naturale offshore (23%) comparativ cu restul de state europene relevante pentru producția offshore, de aproximativ 4,3 ori mai mare decât media acestora, estimată la 5,3%. Acest nivel ridicat de impozitare efectivă arată necesitatea modificării regimului fiscal, astfel încât acesta să devină atractiv investițiilor, cu atât mai mult în contextul tranziției energetice. Astfel, pentru restabilirea echilibrului şi a competitivității regimului fiscal este necesară modificarea Legii Offshore (Legea nr. 256/2018). |
| **3. Alte informaţii**  |  |
| **Secţiunea a 3-a****Impactul socio-economic al proiectului de act normativ** |
| **1. Impactul macroeconomic** | Impactul la nivel macroeconomic al proiectelor de exploatare a descoperirilor de gaze naturale, precum și continuarea operațiunilor de explorare și evaluarea a unor noi resurse de hidrocarburi în perimetrele offshore din Marea Neagră, include: * Creșterea investițiilor de capital vor acționa ca un catalizator pentru creșterea economică a României
* Creșterea veniturilor bugetare
* Crearea sau menținerea de locuri de muncă
* Creșterea contribuției la produsul intern brut
* Creșterea securității în aprovizionarea energetică
* Dezvoltarea furnizorilor locali şi a comunităților locale
* Accesul la tehnologii de ultimă oră;
* Îmbunătățirea balanței de plăți externe a României
* Creșterea șanselor ca România să se poziționeze ca important pol energetic regional.
 |
| **1^1 Impactul asupra mediului concurenţial şi domeniului** **ajutoarelor de stat** | Nu este cazul. |
| **2. Impactul asupra mediului de afaceri** | Modificările şi completările introduse prin proiect sunt de natură să stimuleze pozitiv firmele implicate direct, contractorii si alte companii din lanțul de aprovizionare pentru industria offshore precum și sectoarele conexe, inclusiv cele care pot asigura o prelucrare superioară a gazelor naturale (ex. industria petrochimică, îngrășăminte agricole, generarea de energie electrică, transporturi pe bază de gaz natural lichefiat sau comprimat, dezvoltarea rețelelor de distribuție gaze naturale, producția de hidrogen și alți noi combustibili cu emise reduse de carbon. |
| **2^1. Impactul asupra sarcinilor administrative**  | Nu este cazul. |
| **2^2**. **Impactul asupra întreprinderilor mici şi mijlocii**  | Modificările şi completările introduse prin proiect vor stimula dezvoltarea întreprinderilor mici și mijlocii implicate în sectorul offshore, a industriilor conexe, precum și a celor afectate pozitiv de impactul economic indirect și indus generat de proiectele offshore. |
| **3. Impactul social** | Nu este cazul. |
| **4. Impactul asupra mediului**  | Impact pozitiv asupra mediului, gazele naturale având emisii considerabil mai mici de poluanți atmosferici si, cel mai important, reprezintă cel mai curat dintre combustibilii fosili, emisiile de carbon pe unitatea de energie fiind cu 40% mai mici decât ale cărbunelui.  |
| **5. Alte informații** | Nu au fost identificate. |
| **Secţiunea a 4-a****Impactul financiar asupra bugetului general consolidat, atât pe termen scurt, pentru anul curent, cât şi pe termen lung (pe 5 ani)** |
| **- mii lei -** |
| **Indicatori** | **Anul****curent** | **Următorii****4 ani** | **Media****pe 5 ani** |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|  | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 |  |
|  |  |  |  |  |  |  |
| **1. Modificări ale veniturilor bugetare, plus/minus, din care:**1. buget de stat, din acesta:
2. impozit pe profit
3. impozit pe venit
4. bugete locale:
5. impozit pe profit
6. bugetul asigurărilor sociale de stat:
7. contribuţii de asigurări
 | Conform studiului „Contribuția proiectelor de explorare și producție a hidrocarburilor din Marea Neagră la dezvoltarea economiei românești” realizat de compania de consultanţă Deloitte în luna mai 2018, dezvoltarea proiectelor upstream offshore de gaze naturale poate aduce pe perioada derulării lor (orizont 23 ani),venituri totale la bugetul de stat, în valoare de 26,0 mld. USD, media anuală fiind de 1,13 mld.USD, generează suplimentar 71,3 mld. USD în PIB-ul României și creează și/sau menține în medie peste 30 de mii de locuri de muncă anual în România pe întreaga perioadă.Estimările rezultate arată că fiecare mld. USD investit în activități offshore de țiței și gaze naturale în România generează suplimentar 3 mld. USD în PIB-ul României în următorii 23 ani. Mai mult, contribuie direct şi indirect cu venituri de 1,9 mld. USD la bugetul de stat și creează și/sau menține în medie 2.198 de locuri de muncă anual în România pe întreaga perioadă (2018-2040).Efectul dezvoltării cu succes a proiectelor upstream offshore s-ar propaga, de asemenea, în sectoarele conexe (de exemplu, transportul și distribuția de gaze naturale) dar și în alte industrii (de exemplu, industria chimică, petrochimică și producția energiei electrice pe bază de gaze naturale), unde investiții de aproape 9 mld. USD ar fi posibile în urma surplusului de gaze și competitivității economice astfel create. La rândul lor, aceste investiții ar conduce la înființarea și menținerea a cca. 42.000 de locuri de muncă până în 2040, la un impact cumulat estimat de 18,3 mld. USD asupra veniturilor la bugetul de stat, precum și la un surplus cumulat de aproape 99 mld. USD în producția națională de bunuri și servicii între 2020 și 2040,Trebuie remarcat faptul că aceste beneficii ar putea fi obținute fără nicio nouă cheltuială publică directă. Dimpotrivă, o creștere a producției ar suplimenta veniturile la bugetul public național, fără a genera cheltuieli suplimentare pentru statul român. Beneficiile unui astfel de stimulent ar trebui, prin urmare, să fie atractive în scopul recuperării decalajului față de țările UE mai bine dezvoltate.În plus, aceste resurse suplimentare de gaze naturale, devenind comercial viabile, ar contribui la asigurarea aprovizionării sustenabile a României cu energie, la atingerea țintelor de decarbonizare pe termen lung, precum și la dezvoltarea infrastructurii naționale, sau a altor industrii cu valoare adăugată mare, cum ar fi chimia și petrochimia. |
| **2. Modificări ale cheltuielilor bugetare plus/minus, din care:**1. buget de stat, din acesta:
2. cheltuieli de personal
3. bunuri şi servicii
	1. bugete locale:
4. cheltuieli de personal
5. bunuri şi servicii
	1. bugetul asigurărilor sociale de stat:
		1. cheltuieli de personal
		2. bunuri şi servicii
 | Nu este cazul.Dependența României de importurile de gaze naturale se poate majora semnificativ, ajungând la 53% în anul 2030, în condițiile nedezvoltării rezervelor din Marea Neagră și pe fondul declinului natural al producției onshore și creșterii consumului, ceea ce va genera un impact major asupra securității energetice. Menținerea unui grad redus de dependență de importuri este condiționată de dezvoltarea rezervelor de gaze naturale din Marea Neagră. |
| **3. Impact financiar, plus/minus, din care:**1. buget de stat
2. bugete locale
 |  |
| **4. Propuneri pentru acoperirea creşterii cheltuielilor bugetare** | Nu este cazul. |
| **5. Propuneri pentru a compensa reducerea veniturilor bugetare** | Nu este cazul. |
| **6. Calcule detaliate privind fundamentarea modificărilor veniturilor şi/sau cheltuielilor bugetare** |  |
| **7. Alte informații**  |  |
| **Secţiunea a 5-a****Efectele proiectului de act normativ asupra legislaţiei în vigoare** |
| **1. Măsuri normative necesare pentru aplicarea prevederilor proiectului de act normativ:**a) acte normative în vigoare ce vor fi modificate sau abrogate, ca urmare a intrării în vigoare a proiectului de act normativ;b) acte normative ce urmează a fi elaborate în vederea implementării noilor dispoziţii. |  |
| **1^1 Compatibilitatea proiectului de act normativ cu legislația în domeniul achizițiilor publice** |  |
| **2. Conformitatea proiectului de act normativ cu legislaţia comunitară în cazul proiectelor ce transpun prevederi comunitare** |  |
| **3.Măsuri normative necesare aplicării directe a actelor normative comunitare** |  |
| **4. Hotărâri ale Curţii de Justiţie a Uniunii Europene** |  |
| **5. Alte acte normative şi/sau documente internaţionale din care decurg angajamente** |  |
| **6. Alte informaţii** |  |
| **Secţiunea a 6-a****Consultările efectuate în vederea elaborării proiectului de act normativ** |
| **1. Informaţii privind procesul de consultare cu organizaţii neguvernamentale, institute de cercetare şi alte organisme implicate** |  |
| * + 1. **Fundamentarea alegerii organizaţiilor cu care a avut loc consultarea, precum şi a modului în care activitatea acestor organizaţii este legată de obiectul proiectului de act normativ**
 |  |
| **3. Consultările organizate cu autorităţile administraţiei publice locale, în situaţia în care proiectul de act normativ are ca obiect activităţi ale acestor autorităţi, în condiţiile Hotărârii Guvernului nr. 521/2005 privind procedura de consultare a structurilor asociative ale autorităţilor** **administraţiei publice locale la elaborarea proiectelor de acte normative** |  |
| **4. Consultările desfăşurate în cadrul consiliilor interministeriale, în conformitate cu prevederile Hotărârii Guvernului nr. 750/2005 privind constituirea consiliilor interministeriale permanente** |  |
| **5. Informaţii privind avizarea către:****a) Consiliul Legislativ****b) Consiliul Suprem de Apărare a Tarii****c) Consiliul Economic şi Social****d) Consiliul Concurenţei****e) Curtea de Conturi** |  |
| **6. Alte informații** |  |
| **Secţiunea a 7-a****Activităţi de informare publică privind elaborarea şi implementarea proiectului de act normativ** |
| **1. Informarea societăţii civile cu privire la necesitatea elaborării proiectului de act normativ** |  |
| **2. Informarea societăţii civile cu privire la eventualul impact asupra mediului în urma implementării proiectului de act normativ, precum şi efectele asupra sănătăţii şi securităţii cetăţenilor sau diversităţii biologice** |  |
| **3. Alte informații** |  |
| **Secţiunea a 8-a****Măsuri de implementare** |
| **1. Măsurile de punere în aplicare a proiectului de act normativ de către autorităţile administraţiei publice centrale şi/sau locale – înfiinţarea unor noi organisme sau extinderea competenţelor instituţiilor existente.** |  |
| **2. Alte informații** |  |

**Inițiatori:**

|  |  |
| --- | --- |
| **Senator Nicolae - Ionel Ciucă** | **Deputat Ion Marcel Ciolacu** |
| **Deputat Kelemen Hunor** | **Deputat Varujan Pambuccian** |
| **Deputat Virgil – Daniel Popescu** |  |

**LEGE**

**Pentru modificarea și completarea Legii nr. 256/2018 privind unele măsuri necesare pentru implementarea operaţiunilor petroliere de către titularii de acorduri petroliere referitoare la perimetre petroliere offshore**

Parlamentul României adoptă prezenta lege

**Articol I:**

Legea nr. 256/2018 privind unele măsuri necesare pentru implementarea operațiunilor petroliere de către titularii de acorduri petroliere referitoare la perimetre petroliere offshore, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 984 din 14.11.2018, cu modificările și completările ulterioare, se modifică și se completează după cum urmează:

1. **Articolul 1 se modifică și se completează și va avea următorul conținut:**

„Art.1.(1)Prezenta lege stabileşte unele măsuri necesare pentru implementarea operaţiunilor petroliere de explorare, dezvoltare, exploatare a zăcămintelor de petrol şi de abandonare, precum şi a lucrărilor/lucrărilor la sonde aferente operaţiunilor petroliere, desfăşurate de titularii de acorduri petroliere cu privire la perimetrele petroliere offshore și onshore de adâncime, în conformitate cu prevederile acordurilor petroliere încheiate între titulari şi Agenţia Naţională pentru Resurse Minerale, denumită în continuare ANRM.

(2)În situaţia în care un titular este parte la un acord petrolier care se referă atât la perimetre petroliere localizate pe uscat, cât şi la perimetre petroliere offshore sau are calitatea de titular atât al unui/unor acord/acorduri petrolier/petroliere care se referă la perimetre petroliere localizate pe uscat, cât şi la perimetre petroliere offshore, prevederile prezentei legi se aplică numai referitor la operaţiunile petroliere desfăşurate cu privire la perimetrele petroliere offshore și onshore de adâncime. „

1. **La articolul 2 alineatul (1), după litera l) se introduc cinci noi litere, literele m), n), o) p) şi r), cu următorul cuprins:**

„m) regimul fiscal specific aplicabil activităților de explorare, dezvoltare, exploatare şi abandonare include:

1. impozitul asupra veniturilor suplimentare obținut din perimetrele reglementate de prezenta lege prevăzut la art. 19;

n) regimul de redevențe include baza de calcul și metoda de calcul a redevenței petroliere, cotele procentuale de redevență petrolieră și pragurile de producție brută aferente acestor cote, reglementate de Legea petrolului nr. 238/2004 cu modificările și completările ulterioare, aplicabile la data de 1 ianuarie 2022;

o) modificare a regimului de redevențe și a regimului fiscal specific aplicabil activităţilor de explorare, dezvoltare, exploatare şi abandonare – prevăzută la art. 21 cuprinde:

1. introducerea de noi redevențe, contribuții, taxe și impozite, tarife~~,~~ aplicabile specific sau în mod disproporționat sectorului petrolier. În acest sens, impozitele, taxele ş contribuţiile, tarifele aplicabile specific sau în mod disproporționat sectorului petrolier, cuprind: impozitele, taxele şi contribuţiile, tarifele aplicabile unui număr limitat de sectoare de activitate, cum ar fi sectorul energetic sau sectorul extractiv sau cele aplicabile unui număr limitat de agenţi economici, definiţi pe baza unor criterii limitative, cum ar fi cifra de afaceri sau nivelul profitului.
2. majorarea cotelor procentuale de redevență petrolieră sau modificarea pragurilor de producţie brută aferente acestor cote, stipulate în fiecare acord petrolier la data de 1 ianuarie 2023 sau modificarea bazelor de impozitare ori a metodei de calcul a redevențelor petroliere datorate la data de 1 ianuarie 2023 pentru operațiuni petroliere de exploatare a petrolului din zăcămintele petroliere, reglementate de Legea petrolului nr. 238/2004 cu modificările şi completările ulterioare;
3. majorarea cotelor, modificarea bazelor de impozitare sau a metodei de calcul al oricăruia dintre impozitele, taxele și contribuțiile aplicabile la data de 1 ianuarie 2023, exclusiv sectorului petrolier;
4. introducerea de noi impozite, taxe, contribuţii sau tarife aplicabile asupra activelor specifice operațiunilor petroliere desfășurate de titularii de acorduri petroliere, cum ar fi: sonde, platforme marine, conducte, stații de tratare, măsurare, preluare, predare a petrolului.

p) investiţii în segmentul upstream – cuprind toate investițiile de dezvoltare și extindere a zăcămintelor existente, explorarea și dezvoltarea de noi zone de producție, înregistrate conform prevederilor contabile, executate atat offshore cât şi pe uscat, referitoare la toate tipurile de resurse de petrol și de zăcăminte offshore și/sau onshore de adâncime, respectiv: zăcăminte de gaze naturale libere, zăcăminte de gaze naturale și condensat, zăcăminte de țiței și gaze asociate sau zăcăminte de țiței. Notiunea „investiție inregistrată conform reglementărilor contabile” include costurile aferente investiției, indiferent dacă acestea se inregistrează în contul de profit și pierdere sau în imobilizari corporale sau necorporale sau imobilizări în curs.”

r) perimetru petrolier onshore de adâncime – perimetru petrolier localizat pe uscat, a cărui ariei corespunzătoare proiecţiei la suprafaţă a conturului părţii din scoarţa terestră în interiorul căreia, pe un interval de adâncime mai mai mare de 3000 m, se realizează lucrări de explorare, dezvoltare, exploatare sau înmagazinare, precum şi suprafeţele necesare desfăşurării activităţilor de explorare, dezvoltare, exploatare, înmagazinare şi transport al petrolului.

1. **Articolul 18 se modifică și va avea următorul cuprins:**

**„Art. 18** - Titularilor de acorduri petroliere referitoare la perimetre petroliere offshore și/sau onshore de adâncime aflate în curs de executare la data de **1 ianuarie 2022** li se aplică, pe toată perioada derulării acestora, **regimul de redevențe** și regimul fiscal specific aplicabil activităților de explorare, dezvoltare, exploatare și abandonare, existente la data de **1 ianuarie 2023**.”

1. **La articolul 19, alineatul (12) se abrogă,.**
2. **Articolul 19 se modifică și va avea următorul cuprins:**

**„Art. 19 -** (1) Titularii de acorduri petroliere offshore și/sau onshore de adâncime, inclusiv filialele acestora şi/sau titularii de acorduri petroliere referitoare la perimetre offshore și/sau onshore de adâncime, aparţinând aceluiaşi grup de interes economic care desfăşoară efectiv atât activităţi de extracţie, cât şi activităţi de vânzare a gazelor naturale extrase din aceste perimetre sunt obligaţi la calcularea, declararea şi plata impozitului asupra veniturilor suplimentare.

(2) Prin venit suplimentar se înţelege diferenţa dintre preţul mediu ponderat al gazelor naturale vândute din producţia internă proprie din perimetrele offshore și/sau onshore de adâncime, din care se deduc costurile de transport, distributie, înmagazinare şi alte costuri logistice in masura in care sunt suportate de catre titularul acordului petrolier, şi preţul de 85 de lei/MWh, înmulţită cu volumele de gaze vândute din producţia internă proprie din perimetrele offshore.

(3) Impozitul asupra veniturilor suplimentare prevăzut la alin. (1) se calculează prin aplicarea unuia sau unor procente de calcul, după caz, asupra veniturilor suplimentare obţinute din vânzarea gazelor naturale din producţia internă proprie extrase din perimetrele offshore și/sau onshore de adâncime, aşa cum acestea sunt determinate potrivit anexei nr. 2, impozit din care se deduce valoarea investiţiilor în segmentul upstream. Procentele de calcul al impozitului se calculează pe baza preţurilor de vânzare a gazelor naturale pentru care se aplică impozitul asupra veniturilor suplimentare practicate de către titularii de acorduri petroliere referitoare la perimetre petroliere offshore și/sau onshore de adâncime, pe baza grilei de preţuri de mai jos, ajustate anual începând cu 1 ianuarie 2019 cu indicele anual al prețurilor de consum, după cum urmează:

a) 15% din veniturile suplimentare obţinute în urma practicării unor preţuri mai mari decât 85 lei/MWh şi mai mici sau egale cu 100 lei/MWh;

b) 30% din veniturile suplimentare obţinute în urma practicării unor preţuri mai mari decât 100 lei/MWh şi mai mici sau egale cu 115 lei/MWh;

c) 35% din veniturile suplimentare obţinute în urma practicării unor preţuri mai mari decât 115 lei/MWh şi mai mici sau egale cu 130 lei/MWh;

d) 40% din veniturile suplimentare obţinute în urma practicării unor preţuri mai mari decât 130 lei/MWh şi mai mici sau egale cu 145 lei/MWh;

e) 50% din veniturile suplimentare obţinute în urma practicării unor preţuri mai mari decât 145 lei/MWh şi mai mici sau egale cu 160 lei/MWh;

f) 55% din veniturile suplimentare obţinute în urma practicării unor preţuri mai mari decât 160 lei/MWh şi mai mici sau egale cu 175 lei/MWh;

g) 60% din veniturile suplimentare obţinute în urma practicării unor preţuri mai mari decât 175 lei/MWh şi mai mici sau egale cu 190 lei/MWh;

h) 70% din veniturile suplimentare obţinute în urma practicării unor preţuri mai mari decât 190 lei/MWh.

(4) Limita maximă a deducerii investiţiilor în segmentul upstream nu poate depăşi **40%** din totalul impozitului pe veniturile suplimentare .

(5) Operatorii economici prevăzuţi la alin. (1) calculează, declară şi plătesc lunar impozitul suplimentar, până la data de 25 a lunii următoare celei pentru care datorează impozitul.

(6) Modelul şi conţinutul declaraţiei privind impozitul asupra veniturilor suplimentare se stabilesc prin ordin al preşedintelui Agenţiei Naţionale de Administrare Fiscală, în termen de 30 de zile de la data intrării în vigoare a prezentei legi.

(7) În măsura în care aplicarea prezentelor prevederi impune emiterea de instrucţiuni cu privire la impozitul asupra veniturilor suplimentare, acestea vor fi emise prin ordin comun al ministrului finanţelor publice şi al ministrului energiei, cu avizul autorității competente.

(8) Sumele datorate de titularii de acorduri petroliere referitoare la perimetrele offshore și onshore de adâncime ca impozit asupra veniturilor suplimentare, se colectează într-un cont special utilizat pentru finanţarea înfiinţării şi extinderii reţelelor de distribuţie a gazelor naturale şi a racordurilor la sistemul naţional de transport gaze naturale, precum şi alte investiţii stabilite prin hotărâre a Guvernului. Repartizarea sumelor colectate se face prin hotărâre a Guvernului. Colectarea impozitului asupra veniturilor suplimentare se administrează de către Agenţia Naţională de Administrare Fiscală, potrivit Legii nr. 207/2015, cu modificările şi completările ulterioare.

(9) Valoarea cumulată a investiţiilor în segmentul upstream, înregistrate în evidenţa contabilă potrivit reglementărilor legale în vigoare, de la intrarea în vigoare a prezentei legi până în luna pentru care se calculează impozitul asupra veniturilor suplimentare, precum şi valoarea investiţiilor, care au fost înregistrate în evidenţa contabilă până la data intrării în vigoare a prezentei legi, se diminuează lunar cu valoarea investiţiilor în segmentul upstream deduse din impozitul pe veniturile suplimentare. Deducerile se aplică până la atingerea valorii cumulate a investiţiilor în segmentul upstream, înregistrate în evidenţa contabilă conform legilor în vigoare.

ANRM și Agenţia Naţională de Administrare Fiscală verifică, conform competențelor, realizarea investițiilor în segmentul upstream deduse din impozitul pe veniturile suplimentare .

(10) În cazul înstrăinării investiţiilor pentru care s-a beneficiat de deducerea prevăzută la alin. (3) şi (4), deducerea acordată se scade din valoarea cumulată a investiţiilor în segmentul upstream proporţional cu raportul dintre valoarea investiţiilor cedate şi valoarea investiţiilor înregistrate în segmentul upstream în perioada de referinţă în care a fost acordată.

(11) Impozitul asupra veniturilor suplimentare, calculat în condițiile prezentei legi, reprezintă, pentru operatorii economici cheltuială deductibilă la stabilirea rezultatului fiscal, în condițiile prevederilor Legii nr. 227/2015 privind Codul fiscal, cu modificările și completările ulterioare”

1. **Articolul 20 se modifică și se completează și va avea următorul conținut:**

„Art. 20 - (1) Pe toată durata derulării acordurilor petroliere referitoare la perimetre petroliere offshore și onshore de adâncime, titularii acordurilor, inclusiv operatorii economici afiliați acestora:

a) au dreptul de a comercializa în mod liber hidrocarburile produse din perimetrele petroliere respective, la prețurile și în cantitățile determinate de către aceştia, în acord cu legislatia națională precum si cu principiile Uniunii Europene de piață liberă;

b) nu pot face obiectul unor restrictii referitoare la preţ, comercializare, ofertare şi/sau vanzare a hidrocarburilor după data de 31 decembrie 2022, cu excepţia prevederilor legale obligatorii din România precum si ale Uniunii Europene;

### (3) Prin derogare de la aliniatul (1) si/sau (2), Guvernul, prin Hotarare de Guvern, la propunerea Ministerului Energiei, in situatie de criza energetica si/sau de distorsiune a aprovizionarii cu gaze naturale a Romaniei, poate lua măsuri de vânzare cu prioritate în Romania, a cantităților de gaze naturale extrase din perimetrele respective.

### 4) În vederea protejării siguranței energetice a României, contractele bilaterale de tranzacționare a cantităților de gaze exploatate din perimetrele reglementate de prezenta lege, vor fi notificate spre avizare Autorității Naționale de Reglementare a Energiei

### (5) Pentru contractele menționate la alin (4) Statul Român prin Administrația Națională a Rezervelor de Stat și Probleme Speciale - A.N.R.S.P.S va avea drept de preemțiune pentru achiziționarea cantităților de gaze ce urmează a fi tranzacționate, în condițiile contractuale negociate de către cei doi operatori economici.

1. **Articolul 21 se modifică și se completează şi va avea următorul cuprins:**

„Art. 21 - (1) Regimul de redevenţe şi regimul fiscal specific aplicabil activităţilor de explorare, dezvoltare, exploatare şi abandonare, prevăzute la art. 18 și art. 19, odată ce au fost introduse în acordurile petroliere, nu se vor modifica, indiferent sub ce formă, în favoarea sau în defavoarea titularilor de acorduri petroliere referitoare la perimetre petroliere offshore și onshore de adâncime, pe toată durata acestora.

(2) Prevederile art. 20 vor rămâne nemodificate pe toată durata acordurilor.”

1. **Articolul 25 litera n) se abrogă.**
2. **Articolul 31 se modifică și va avea următorul cuprins:**

„Art.33 - Începând cu data intrării în vigoare a prezentei legi, în cazul acordurilor petroliere offshore și onshore de adâncime, nu se aplică prevederile Ordonanţei Guvernului nr. [7/2013](https://sintact.ro/#/dokument/16930997?cm=DOCUMENT) privind instituirea impozitului asupra veniturilor suplimentare obţinute ca urmare a dereglementării preţurilor din sectorul gazelor naturale, aprobată cu modificări prin Legea nr. [73/2018](https://sintact.ro/#/dokument/16969817?cm=DOCUMENT), cu modificările şi completările ulterioare, şi ale Ordonanţei Guvernului nr. [6/2013](https://sintact.ro/#/dokument/16930980?cm=DOCUMENT) privind instituirea unor măsuri speciale pentru impozitarea exploatării resurselor naturale, altele decât gazele naturale, aprobată cu modificări şi completări prin Legea nr. [261/2013](https://sintact.ro/#/dokument/16935902?cm=DOCUMENT), cu modificările ulterioare„

1. **Articolul 34 se modifică și va avea următorul cuprins:**

„Art. 34 - Agenţia Naţională pentru Resurse Minerale şi titularii de acorduri petroliere pot încheia acte adiţionale la acordurile petroliere referitoare la perimetre petroliere reglementate de prezentata lege, aflate în curs de executare la data de 1 ianuarie 2022, pentru a reflecta la nivel contractual prevederile art. 18, 19, 20 și 21.”

1. **ANEXA nr. 2 se modifică și va avea următorul cuprins:**

**ANEXA nr. 2 - Formula de calcul pentru impozitul asupra veniturilor suplimentare**

În funcţie de nivelul preţului mediu ponderat al gazelor naturale vândute din producţia internă proprie din perimetrele reglementate de prezenta lege, denumit în continuare PMPC, se aplică următoarele formule de calcul:

1.În cazul în care PMPC este între 85 lei/MWh şi 100 lei/MWh inclusiv, ajustate cu IPC, impozitul asupra veniturilor suplimentare total datorat se calculează astfel:

IVST = ISO - VID

ISO = CI \* VS

VS = (PMPC - PB) \* VGC

VID = min (VI, 0,4 \* ISO)

IVST – impozitul asupra veniturilor suplimentare total datorat;

ISO – impozitul suplimentar calculat la veniturile suplimentare din vânzarea gazelor naturale din producția proprie din perimetrele reglementate de prezenta lege, în urma practicării unor preţuri PMPC între 85 lei/MWh şi 100 lei/MWh inclusiv, ajustate cu IPC, după caz;

CI – cota de impozitare a veniturilor suplimentare din vânzarea gazelor naturale [15% - conform art. 19 alin.(3) lit. (a)], aplicabilă în urma practicării unor preţuri PMPC între 85 lei/MWh şi 100 lei/MWh inclusiv, ajustate anual cu rata IPC incepand cu 1 ianuarie 2019;

VS – venitul suplimentar din perimetrele reglementate de prezenta lege , calculat din vânzarea gazelor naturale din producția proprie, cu preţuri PMPC între 85 lei/MWh şi 100 lei/MWh inclusiv;

PMPC – preţul mediu ponderat al gazelor naturale vândute din producţia internă proprie din perimetrele reglementate de prezenta lege, din care se deduc costurile de transport, distributie, înmagazinare și alte costuri logistice in masura in care sunt suportate de catre titularul acordului petrolier;

PB – preţ de bază minim al intervalului de calcul corespunzător respectiv, pentru preţuri PMPC între 85 lei/MWh şi 100 lei/MWh inclusiv este 85 lei/MWh, ajustat anual cu rata IPC începând cu 1 ianuarie 2023;

VGC – volumele de gaze vândute din producția internă proprie din perimetrele reglementate de prezenta lege;

IPC – indicele anual al preţurilor de consum din anul precedent publicat de Institutul Naţional de Statistică din Romania;

VID - valoarea investiţiilor în segmentul upstream deductibile

VI – valoarea cumulată a investiţiilor în segmentul upstream aşa cum sunt prevăzute la art. 19 alin. (9) care se diminuează lunar cu valoarea VID dedusă;

2.În cazul în care PMPC depăşeşte 100 lei /MWh, ajustat cu IPC, impozitul asupra veniturilor suplimentare total datorat se calculează astfel:

IVST = ISO - VID

ISO = CI \* VS

VS = (PMPC - PB) \* VGC

VID = min (VI, 0,4 \* ISO)

ISO – suma impozitelor suplimentare, calculate pentru fiecare interval de preţ conform art. 19 alin.(3) lit.(a)-(h), respectiv:

ISO = ISO1 + ISO2 +...+ ISOi

ISOi se calculează conform formulei de calcul de la pct. 2 unde termenii corespunzători au următoarele semnificaţii:

CI – cota de impozitare a veniturilor suplimentare din vânzarea gazelor naturale din perimetrele reglemenate de prezenta lege, pentru fiecare interval de preţ corespunzător conform art. 19 alin.(3) lit.(a)-(h);

PB – preţ de bază minim al intervalului de calcul corespunzător, ajustat anual începând cu 1 ianuarie 2019 cu IPC;

VS – venitul suplimentar din perimetrele reglemenate de prezenta lege, calculat pentru fiecare intervalul de preţ corespunzător.

Exemplu de calcul: pentru vânzarea unui volum VGC de 1 MWh la un preţ de vânzare de 122 lei/MWh, din care se deduc costurile de transport, distributie, înmagazinare și alte costuri logistice in cuantum total de 2 lei, impozitul asupra veniturilor suplimentare total datorat se calculează aplicând formulele de mai sus astfel:

IVST = ISO - VID = 8,5 – 3,4 = 5,1 lei

ISO = CI1 \* VS1 + CI2 \* VS2 + CI3 \* VS3 = 0,15\*15 + 0,30\*15 + 0,35\*5 = 8,5 lei

VID = 0,4\*ISO = 0,4\*8,5 = 3,4 lei

CI1 = 0,15 - cota de impozitare (15%) a veniturilor suplimentare din vânzarea gazelor naturale din perimetrele reglementate de prezenta lege, aplicabilă în urma practicării unor preţuri între 85 lei/MWh şi 100 lei/MWh inclusiv, conform art. 19 alin. (3) lit. a), ajustate anual cu rata IPC incepand cu 1 ianuarie 2019;

CI2 = 0,3 - cota de impozitare (30%) a veniturilor suplimentare din vânzarea gazelor naturale din perimetrele reglementate de prezenta lege, aplicabilă în urma practicării unor preţuri între 100 lei/MWh şi 115 lei/MWh inclusiv, conform art. 19 alin. (3) lit. b), ajustate anual cu rata IPC incepand cu 1 ianuarie 2019;

CI3 = 0,35 - cota de impozitare (35%) a veniturilor suplimentare din vânzarea gazelor naturale din perimetrele reglementate de prezenta lege, aplicabilă în urma practicării unor preţuri între 115 lei/MWh şi 130 lei/MWh inclusiv, conform art. 19 alin. (3) lit. c), ajustate anual cu rata IPC incepand cu 1 ianuarie 2019;

VS1 = (100 - 85)\*1 = 15 lei venitul suplimentar din perimetrele reglementate de prezenta lege, calculat ca diferenţă între 100 lei/MWh şi 85 lei/MWh, ajustate anual cu rata IPC incepand cu 1 ianuarie 2019;

VS2 = (115 - 100)\*1 = 15 lei venitul suplimentar din perimetrele perimetrele reglementate de prezenta lege, calculat ca diferenţă între 115 lei/MWh şi 100 lei/MWh, ajustate anual cu rata IPC incepand cu 1 ianuarie 2019;

VS3 = (120 - 115)\*1 = 5 lei venitul suplimentar din perimetrele perimetrele reglementate de prezenta lege, calculat ca diferenţă între PMPC (120 lei/MWh din exemplul dat), şi 115 lei/MWh (preţul de bază minim al intervalului), ajustate anual cu rata IPC incepand cu 1 ianuarie 2019.

*Această lege a fost adoptată de Parlamentul României, cu respectarea prevederilor art. 75 și ale art. 76 alin. (2) din Constituția României*

|  |  |
| --- | --- |
| PREȘEDINTELECAMEREI DEPUTAȚILORIon Marcel Ciolacu | PREȘEDINTELESENATULUIFlorin Vasile Catu |