

APRILIE 2026

# EMISIILE DE METAN ÎN SECTORUL ENERGETIC AL ROMÂNIEI

O evaluare fundamentată pe măsurători în  
contextul Regulamentului UE privind Metanul

---

Alba Lorente, Elisabeth Lemaitre, Foteini Stavropoulou, Valeria Di Biase



## **Despre Environmental Defense Fund**

Inspirat de știință și economie, Environmental Defense Fund (EDF) abordează cele mai urgente provocări de mediu cu soluții practice. EDF este una dintre cele mai mari organizații de mediu din lume, cu peste 2,5 milioane de membri și un personal format din 700 de oameni de știință, economiști, experți în politici și alți profesioniști din întreaga lume.

# EMISIILE DE METAN ÎN SECTORUL ENERGETIC AL ROMÂNIEI

O evaluare fundamentată pe măsurători în contextul Regulamentului UE privind Metanul

Alba Lorente<sup>a</sup>, Elisabeth Lemaitre<sup>a</sup>, Foteini Stavropoulou<sup>a</sup>, Valeria Di Biase<sup>a</sup>

---

<sup>a</sup> Environmental Defense Fund

## Mulțumiri:

Autorii ar dori să le mulțumească Corinei Murafa, Mirunei Proscanu (ASE), lui Aleš Jeník (CDE), Raffaele Piria (Ecologic Institute), Alexander Bradley (IMEO), ca de altfel și lui Daniel Zavala-Araiza, Huong Nguyen, Kristina Mohlin și lui Léa Pilsner (EDF), pentru susținerea, contribuția intelectuală și inspirația lor.

Prezenta lucrare a fost redactat în cadrul proiectului „I-MER – Implementarea Regulamentului UE privind emisiile de Metan”, cu susținerea Inițiativei Europene în domeniul Climei (EUKI) condusă de Ministerul Federal German pentru Mediu, Acțiuni Climatice, Conservarea Naturii și Securitate Nucleară, în baza deciziei Parlamentului german.

Supported by:



Federal Ministry  
for the Environment, Climate Action,  
Nature Conservation and Nuclear Safety



European  
Climate Initiative  
EUKI

on the basis of a decision  
by the German Bundestag

## Abrevieri

---

<b>MMA</b>	Metan provenit din Mine Abandonate
<b>ANRE</b>	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
<b>ANRMPSG</b>	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Minier, Petrolier și al Stocării Geologice a Dioxidului de Carbon
<b>AC</b>	Autoritate Competentă
<b>CH<sub>4</sub></b>	Metan
<b>MMC</b>	Metan rezultat din exploatarea Minelor de Cărbune
<b>AEM</b>	Agenția Europeană de Mediu
<b>ESA</b>	Agenția Spațială Europeană
<b>EUKI</b>	Inițiativa Europeană în domeniul Climei
<b>EU-MER</b>	Regulamentul UE privind Metanul
<b>E&amp;P</b>	Explorare & Producție
<b>GEM</b>	Global Energy Monitor
<b>GMT</b>	Global Methane Tracker
<b>AIE</b>	Agenția Internațională pentru Energie
<b>OIEM</b>	Observatorul Internațional pentru Emisiile de Metan
<b>LDAR</b>	Detectare și Reparare a Scurgerilor (DRS)
<b>MRV</b>	Monitorizare, Raportare și Verificare
<b>SM</b>	State Membre UE
<b>RIN</b>	Raportul Inventarului Național
<b>OGCI</b>	Oil and Gas Climate Initiative
<b>OGMP 2.0</b>	Oil and Gas Methane Partnership 2.0
<b>ROMEO</b>	Emisii de Metan din Sectorul de Petrol & Gaze din România
<b>UNEP</b>	Programul Națiunilor Unite pentru Mediu
<b>UNFCCC</b>	Convenția-cadru a Națiunilor Unite privind Schimbările Climatice

---

## Cuprins

<b>Abrevieri .....</b>	<b>4</b>
<b>Sinteza .....</b>	<b>6</b>
<b>1.     <b>Introducere .....</b></b>	<b>8</b>
<b>2.     <b>Metode și materiale .....</b></b>	<b>5</b>
<b>3.     <b>Evaluarea emisiilor regionale de metan .....</b></b>	<b>9</b>
<b>4.     <b>Discuție și concluzii .....</b></b>	<b>17</b>
<b>5.     <b>Perspectivă economică și de politici publice .....</b></b>	<b>21</b>
<b>6.     <b>Considerații pentru viitor .....</b></b>	<b>23</b>

## Sinteză

### **Prezentare generală**

Metanul (CH<sub>4</sub>) este un gaz cu efect puternic de seră, având un potențial de încălzire globală de peste 80 de ori mai mare decât CO<sub>2</sub> pe o perioadă de 20 de ani. În România, ca de altfel și în Europa, reducerea emisiilor de metan în sectorul energetic reprezintă atât o necesitate de mediu cât și o oportunitate economică. Prezentul raport prezintă o evaluare independentă, fundamentată pe măsurători a emisiilor de metan în sectorul național de petrol și gaze, adresând pe scurt sectorul cărbunelui. Evaluarea se bazează pe rezultatele campaniei ROMEO<sup>1</sup>, care a folosit o strategie de măsurare pe mai multe scale și pe studii științifice complementare care detaliază estimările privind emisiile de metan la nivel de amplasament și local pentru România. Aceste date combinate furnizează informații relevante pentru sprijinirea implementării de către România a Regulamentului (UE) privind emisiile de metan (EU-MER) și pentru îmbunătățirea continuă a inventarelor naționale în cadrul Convenției-cadru a Națiunilor Unite privind schimbările climatice (*România. Inventarul Național, 2024*).

### **Concluzii principale**

Emisiile locale de metan în România.

- Pe baza datelor empirice, fundamentate pe măsurători din cadrul campaniilor ROMEO, sectorul de petrol și gaze din România a emis aproximativ 320kt de metan [220 – 460 kt] în 2019.
- Până în 2021, emisiile măsurate au scăzut cu un procent estimat între 20 – 60 %, sugerând emisii naționale de metan cuprinse între 130-260 kt, interval care reflectă incertitudinile asociate diferitelor tehnici de măsurare și acoperirii regionale a campaniei din 2021.
- Extrapolând aceste tendințe, emisiile și ratele de pierdere estimate pentru 2023 rămân similare celor din 2021, situându-se între 120 - 235 kt de metan; totuși, aceste estimări se bazează în continuare pe reducerile raportate în inventare, determinate în principal de scăderea producției, și nu pe date rezultate din măsurători.

Rezultatele indică faptul că emisiile reale din exploatarea petroliere și de gaze sunt semnificativ mai mari decât estimările oficiale.

---

<sup>1</sup> ROMEO este o campanie de amploare de măsurare menită să investigheze emisiile de metan provenite din producția de petrol și gaze din România. Campania a fost inițiată de proiectul european H2020 [MEMO2](#) și este finanțată și prin IMEO al UNEP. În timpul campaniei, 14 echipe de cercetare din Olanda, Marea Britanie, Danemarca, Germania, România, SUA, Elveția, Polonia și Suedia vor fi pe teren pentru a măsura metanul și alți parametri atmosferici folosind instrumente plasate pe două aeronave de la Scientific Aviation și INCAS, dar și pe drone și în mașini.

- Analiza arată că emisiile raportate oficial la nivel UNFCCC sunt de două până la trei ori mai scăzute decât estimările fundamentate pe măsurători pentru aceiași ani (2019 - 2023).
- Această subestimare provine din folosirea factorilor de emisii generici, care nu sunt specifici fiecărei țări. O discrepanță similară se regăsește în comparația cu estimările AIE.

Analiza identifică lacune semnificative de date referitoare la reprezentarea infrastructurii, activitatea operațională și măsurarea direct a emisiilor. Seturile de date geospațiale și cele la nivel de instalație disponibile public rămân limitate.

Sondele inactive și abandonate reprezintă o sursă potențial importantă, dar necuantificată. Inventarul inițial al României elaborat în cadrul EU-MER include  $\approx 47.390$  sonde, dintre care doar  $\sim 20$  % au fost incluse în inventarul național până în prezent.

Emisiile de metan din minele de cărbune active și abandonate sunt în continuare slab cuantificate în România, estimările curente bazându-se exclusiv pe factori generici de emisie, ceea ce generează un grad ridicat de incertitudine. Evaluările preliminare, fundamentate pe un cadru de inferență bayesiană dezvoltat de Observatorul Internațional al Emisiilor de Metan (IMEO) al Programului Națiunilor Unite pentru Mediu (UNEP), sugerează că emisiile reale din minele active ar putea depăși valorile raportate, în timp ce emisiile provenite din minele subterane abandonate sunt probabil semnificative, dar necuantificate.

Datele fundamentate pe măsurători sunt indispensabile în stabilirea unor niveluri de referință credibile și verificarea raportărilor industriei în temeiul Regulamentului UE privind Emisiile de Metan (EU-MER). În absența unor actualizări empirice periodice, dependența de factori de emisie generici introduce incertitudini majore atât în elaborarea politicilor, cât și în planificarea măsurilor de reducere a emisiilor și face dificilă monitorizarea progreselor în materie de reducere a emisiilor.

# 1. Introducere

Metanul (CH<sub>4</sub>) este un gaz cu efect de seră puternic, având un potențial de încălzire globală de peste 80 de ori mai mare decât CO<sub>2</sub> pe o perioadă de 20 de ani, iar sectorul energetic este una dintre cele mai semnificative surse antropice ale acestuia. Proiectul EUKI de „Implementare a Regulamentului UE privind Emisiile de Metan” din care face parte prezentul raport, urmărește accelerarea reducerii emisiilor de metan în România și Cehia prin promovarea implementării eficiente a Regulamentului UE privind emisiile de metan (Comisia Europeană, 2024). Pe baza datelor raportate în cadrul Convenției-cadru a Națiunilor Unite privind schimbările climatice (UNFCCC), România și Cehia sunt responsabile pentru aproximativ 25 % din emisiile interne de metan provenite din sectorul energetic la nivel european, și se confruntă cu provocări generate de capacitatea instituțională limitată, care poate conduce la o implementare deficitară a mecanismului în ambele țări. În plus, există posibilitatea ca autoritățile publice și societatea civilă să întâmpine dificultăți în interpretarea datelor privind emisiile raportate de operatori în cadrul Regulamentului UE privind emisiile de metan (EU-MER). Fiabilitatea și utilitatea acestor date pot fi îmbunătățite semnificativ prin integrarea seturilor de date bazate pe măsurători, la diferite scale spațiale și temporale.

În mod specific, prezentul raport își propune să furnizeze o evaluare regională a emisiilor de metan în România, bazată pe cele mai bune date empirice fundamentate pe măsurători disponibile. Raportul reunește estimări fiabile și independente provenite din multiple studii științifice și campanii de măsurare, în vederea stabilirii unui nivel de referință național al emisiilor de metan pentru sectorul energetic din România. Acest nivel de referință va constitui baza științifică pentru activitățile ulterioare din cadrul proiectului, care vor analiza costurile și beneficiile aplicării măsurilor de reducere a emisiilor de metan, printr-o analiză economică independentă menită să evedențieze argumentele economice („business case”) pentru reducerea emisiilor de metan în sectorul energetic.

## ***Regulamentul UE privind Emisiile de Metan***

Regulamentul UE privind emisiile de metan (EU-MER) a intrat în vigoare în august 2024 și reprezintă primul cadru juridic cuprinzător al Uniunii Europene care vizează emisiile de metan generate de activitățile din sectoarele de petrol, gaze și cărbune, atât din operațiunile interne, cât și din importuri, fiind direct aplicabil în toate statele membre. Statele membre sunt responsabile pentru desemnarea autorităților competente (AC) care să supravegheze implementarea, să primească și să verifice rapoartele operatorilor, să efectueze inspecții și să asigure respectarea obligațiilor (inclusiv aplicarea sancțiunilor în caz de neconformitate). Regulamentul stabilește norme privind monitorizarea, raportarea și verificarea (MRV), detectarea și remedierea scurgerilor (LDAR), limitarea evacuării directe în atmosferă și arderii la faclă, precum și cerințe de transparență pentru operatorii interni și pentru importatori. Prin abordarea sa bazată pe măsurători, regulamentul urmărește să creeze o bază solidă pentru raportarea emisiilor de metan, fundamentată pe date măsurate, sporind transparența și stimulând reducerea emisiilor atât în Uniunea Europeană, cât și în rândul producătorilor internaționali din sectoarele petrolului, gazelor și cărbunelui.

Dispozițiile regulamentului privind măsurarea și raportarea sunt concepute pentru a asigura raportarea emisiilor de metan pe baza unor date fiabile și precise. Pentru emisiile de metan din sectorul de petrol și gaze, articolul 12 din EU-MER stabilește cadrul pentru o tranziție progresivă către raportarea fundamentată pe măsurători, trecând de la estimări generice la cuantificarea empirică a emisiilor. Utilizarea factorilor de emisie generici în inventare duce la o subestimare semnificativă a emisiilor reale de metan, care depind de numeroși factori, inclusiv de practicile operaționale (de exemplu, Alvarez et al., 2018; Riddick & Mauzerall, 2023). În contextul dispozițiilor MRV din cadrul EU-MER, operatorii interni trebuie să transmită rapoarte anuale privind emisiile de metan generate de activitățile upstream, midstream și downstream din sectorul de petrol și gaze. Estimările de emisii raportate trebuie să fie fundamentate pe măsurători directe, atunci când este posibil, și în special pe cuantificări la sursă, fundamentate pe măsurători (cu termen de raportare în februarie 2026) și pe estimări de emisii la sursă reconciliate cu măsurătorile la nivel de amplasament (cu termen de raportare în februarie 2027 și ulterior, anual până la 31 mai). Raportarea emisiilor trebuie să acopere ultimul an calendaristic disponibil și să fie evaluată de un verificator terț acreditat de autoritățile naționale. Regulamentul stabilește cerințe de transparență, impunând ca autoritățile competente să pună rapoartele la dispoziția publicului și a Comisiei. Conform articolului 30, Comisia ar trebui să instituie o „Bază de Date pentru Transparența Emisiilor de Metan” care să conțină informațiile raportate de către operatorii interni și importatori. Aceasta va asigura comparabilitatea datelor și va asigura verificarea independentă, contribuind, totodată, la creșterea transparenței pentru cumpărătorii din Uniune, astfel încât aceștia să poată lua decizii informate.

### ***Rolul datelor privind emisiile de metan fundamentate pe măsurători independente***

Datele privind emisiile de metan fundamentate pe măsurători independente au un rol central în furnizarea unei imagini exacte asupra emisiilor de metan în regiunile de producție, furnizând dovezi obiective și verificabile care susțin dezvoltarea, implementarea și aplicarea standardelor privind emisiile de metan [OGMP fiind baza regulamentului, 2025]. Integrarea tehnologiilor avansate de măsurare, inclusiv monitorizarea la sol, supravegherea aeriană și observații prin satelit, permite o caracterizare cuprinzătoare a emisiilor de metan la nivelul întregilor regiuni de producție și al lanțurilor de aprovizionare, sporind fiabilitatea estimărilor de emisii. În măsura în care este posibil, verificatorii ar trebui să efectueze o verificare empirică: pe lângă asigurarea conformității cu ghidurile de raportare, aceștia ar trebui să integreze date bazate pe măsurători independente pentru a evalua eventualele discrepante în estimările emisiilor furnizate de operatori. AC-urile ar trebui, de asemenea, să ia în considerare utilizarea acestor date la scară mai largă (de exemplu, la nivel regional) pentru a realiza o evaluare inițială a nivelului de referință al emisiilor. Această abordare stimulează îmbunătățirea calității datelor și consolidează capacitatea autorităților competente de a valida procesul de reconciliere a estimărilor de emisii. Conform Regulamentului, în evaluarea metodologiilor pentru agregarea datelor, analiza și verificarea cuantificării emisiilor de metan, autoritățile competente, verificatorii și Comisia sunt încurajați să țină cont de informațiile disponibile la nivel internațional, cum ar fi cele furnizate de către Observatorul Internațional al Emisiilor de Metan (OIEM).

### ***Emisiile de metan în context regional***

Pe baza datelor raportate de statele membre UE, conform Regulamentului UE privind governanța uniunii energetice și a acțiunilor climatice, care reflectă inventarul gazelor cu efect de seră raportat în cadrul UNFCCC, Agenția Europeană de Mediu a estimat că în 2023 sectorul agricol a fost responsabil pentru 39 % din emisiile totale de metan, fiind urmat de sectorul energetic cu un

procent de 34 % și cel al deșeurilor cu un procent de 24 % (vezi Figura 1). În România, raportarea către UNFCCC a emisiilor de metan se bazează în principal pe date privind activitatea combinată cu factori de emisie implicați, ne-specificali la nivel de țară și nu pe estimări directe fundamentate de măsurători. Această abordare generează o incertitudine semnificativă, mai ales pentru sectorul de petrol și gaze, unde emisiile pot varia foarte mult și sunt sporadice. Mai multe studii internaționale, inclusiv din România, indică faptul că emisiile de metan din sectorul de petrol și gaze sunt în mod sistematic subevaluate în inventarele oficiale, uneori chiar și de două ori sau mai mult (e.g., MacKay et al., 2021; Riddick & Mauzerall, 2023; Stavropoulou et al., 2023; Tibrewal et al., 2024).

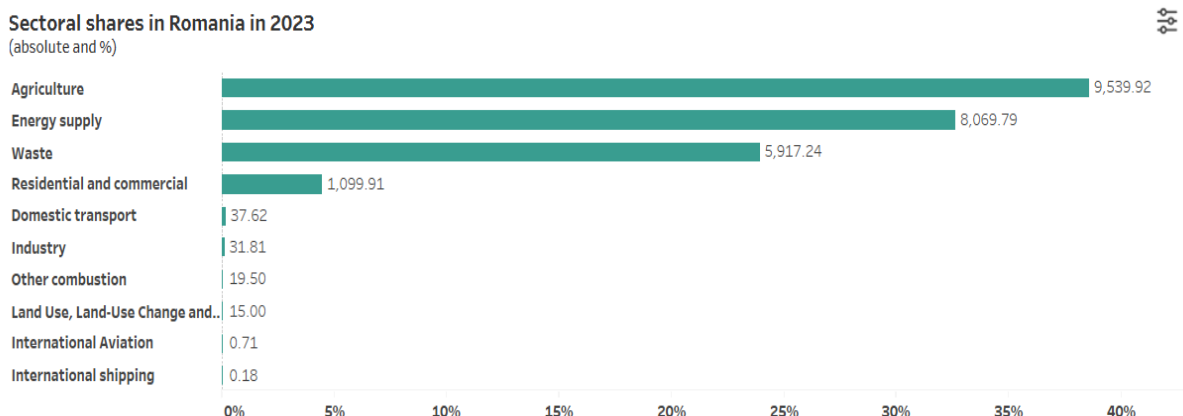


Figura 1. Emisiile de metan în kt CO<sub>2</sub>eq din toate sectoarele în 2023, în România. Sursa: Agenția Europeană de Mediu, pe baza raportărilor naționale în cadrul UNFCCC.

Sectorul energetic reprezintă una dintre sursele principale de emisii antropice de metan în România. În cadrul sectorului energetic, emisiile de metan provin în principal din activitățile de producție, procesare și transport al petrolului și gazelor precum și din exploatarea minelor de cărbune. România se numără printre principalii producători de petrol și gaze din Spațiul Economic European. În 2023, aceasta a fost al treilea producător de petrol, după Norvegia și Italia, și al doilea producător de gaze naturale după Norvegia, depășind chiar și Țările de Jos drept cel mai mare producător din Uniunea Europeană (sursa: IEA, Eurostat). Odată operațional (data preconizată este în jurul anului 2027), se preconizează că proiectul offshore Neptun Deep din Marea Neagră va crește semnificativ producția de gaze a României. Producția internă de energie este dominată în mare măsură de gazele naturale, urmate de biocombustibili și deșeuri, petrol, cărbune și alte surse (sursa: profilul de țară AIE pentru 2023). Pe lângă emisiile provenite din sectorul petrolului și gazelor, regulamentul european vizează și emisiile de metan din minele de cărbune. Potrivit AIE, România se situează pe locul 10 în producția de cărbune în regiunea europeană și pe locul 5 în Uniunea Europeană, cărbunele reprezentând 14 % din producția totală de energie electrică în 2023. Fiecare dintre subsectoarele energetice prezintă mecanisme diferite de generare a emisiilor și oportunități de atenuare. Din perspectivă economică, există un argument puternic conform căruia captarea metanului din minele de cărbune (de exemplu prin sisteme de degazificare pentru generarea de energie) este o activitate profitabilă atât pentru companiile miniere cât și pentru un posibil investitor (Chiuzan & Matei, 2024). Subsectorul de petrol și gaze are un potențial ridicat de atenuare, cu oportunități semnificative pentru reduceri eficiente. Metanul este eliberat din scurgeri, eliberări în atmosferă, arderi la faclă, în cadrul unor sisteme extinse de infrastructură care include mii de sonde, instalații de procesare și conducte de transport. Posibilitățile tehnice de reducere a emisiilor sunt relativ bine stabilite, ceea ce înseamnă

că intervențiile direcționate pot conduce la oportunități mai rapide și eficiente de reducere a emisiilor de metan. Conform estimărilor AIE (*Global Methane Tracker 2025 – Analiză, 2025*) și dintr-o perspectivă globală, emisiile de metan pot fi reduse cu aproape 70 % fără costuri nete semnificative pentru industrie. În acest context, prezentul raport se axează în principal pe emisiile de metan din subsectorul de petrol și gaze al României, adresând, totodată, pe scurt și emisiile rezultate din exploatarea minelor de cărbune, pentru o imagine completă. Relevanța operațională a sectorului de petrol și gaze îl transformă într-o țintă esențială pentru reduceri de emisii pe termen scurt, iar soluțiile tehnologice existente permit obținerea rapidă și măsurabilă a progreselor în atenuarea emisiilor.

Evaluarea independentă a emisiilor de metan din România la nivel regional din cadrul acestui raport servește drept referință pentru amprenta de metan a României, fiind un instrument esențial pentru decidenții politici, în vederea elaborării unor măsuri țintite și eficiente de reducere a metanului. Poate fi, de asemenea, folosită de către decidenții politici pentru verificarea emisiilor raportate în baza EU-MER și monitorizarea progresului privind reducerea emisiilor de metan pe baza datelor empirice și exacte. Acest nivel de referință va fi actualizat pe măsură ce vor deveni disponibile date mai recente și raportări bazate pe măsurători, așa cum se preconizează în cadrul implementării regulamentului.

Raportul este structurat după cum urmează: Secțiunea 2 prezintă sursele de date utilizate pentru evaluarea emisiilor de metan. Secțiunea 3 prezintă profilul sectorial al emisiilor de metan din România, cu accent pe sectorul de petrol și gaze și cu o referire succintă la sectorul cărbunelui. Secțiunea 4 analizează principalele rezultate și incertitudinile asociate, iar Secțiunea 5 prezintă implicațiile de politică publică și economice. În final, Secțiunea 6 oferă o perspectivă asupra evoluțiilor viitoare și un rezumat al etapelor următoare în cadrul acestui raport.

## 2. Metode și materiale

În cadrul acestei secțiuni, vă oferim o prezentare generală a surselor de date folosite în evaluarea emisiilor locale prezentate în Secțiunea 3. Aceste surse de date includ inventare, studii științifice și rapoartele de sustenabilitate ale operatorilor, care oferă context, date empirice privind emisiile de metan, informații și observații privind activele și producția. Mai multe detalii și informații sunt disponibile în link-urile și referințele din cadrul textului.

Pentru a oferi o imagine de ansamblu asupra emisiilor de metan raportate ale României, folosim inventarul național UNFCCC și instrumentul global AIE de monitorizare a metanului. Inventarele naționale din cadrul Convenției-cadru a Națiunilor Unite privind schimbările climatice (UNFCCC) sunt elaborate de fiecare țară în parte și reprezintă raportarea oficială a emisiilor de metan. Inventarul UNFCCC este transmis anual, iar emisiile sunt estimate în conformitate cu ghidurile IPCC din 2006, utilizând o combinație de metodologii de tip Tier 1, Tier 2 și Tier 3 și integrând, acolo unde sunt disponibile, date detaliate specifice fiecărei țări. Cele mai recente date transmise de România către UNFCCC, Inventarul Național pe 2025 (*România. Inventarul Național, 2025*) include emisiile de gaze cu efect de seră raportate pentru anul 2023. Deși datele UNFCCC reprezintă o autoritate în domeniul raportării oficiale și al sistemului internațional de raportare a emisiilor de gaze cu efect de seră, acestea sunt supuse unor incertitudini, generate de numărul limitat de măsurători directe și de dependența de factori de emisie generici.

### **Studii științifice**

Înainte de 2019, nu existau date empirice disponibile public privind emisiile de metan din sectorul de petrol și gaze din România, iar toate estimările raportate în inventare se bazau pe factori de emisie generici, nespecifici la nivel de țară. Primul studiu științific care a abordat această lacună a fost realizat în 2019 în cadrul proiectului Romanian Methane Emissions from Oil & Gas (ROMEO), finanțat de Coaliția pentru Climă și Aer Curat (CCAC) prin programul Studii Științifice privind Emisiile de Metan în Sectorul de Petrol & Gaze (MSS), sub egida Programului Națiunilor Unite pentru Mediu (UNEP). Campania ROMEO a urmărit investigarea principalelor regiuni onshore de petrol și gaze din România, acoperind mai multe scări de analiză - de la măsurători la nivel de stradă în mediul urban până la măsurători realizate la nivelul siturilor individuale de producție și pe suprafețe extinse de producție. Alte două campanii de măsurare au fost desfășurate ulterior, în 2021, tot în cadrul proiectului ROMEO.

Pentru evaluarea emisiilor de metan și a surselor acestora au fost aplicate mai multe abordări de cuantificare, sintetizate în figura 2. În cazul sistemelor locale de distribuție a gazelor naturale, măsurătorile la nivel de stradă au fost realizate în zonele urbane București și Ploiești, utilizând mai multe vehicule de măsurare, iar atribuirea surselor a fost susținută prin analize izotopice și prin măsurarea raportului etan-metan (Fernandez et al., 2022). Măsurătorile efectuate în câmpurile petroliere și de gaze s-au concentrat asupra regiunilor cu cea mai mare producție din țară, respectiv sudul României (regiune cu producție predominant petrolieră) și Transilvania (regiune cu producție predominant de gaze naturale), pentru a surprinde emisiile provenite din cele mai importante operațiuni din sectorul petrolului și gazelor. Împreună, aceste metode complementare au furnizat o evaluare cuprinzătoare, pe mai multe scări spațiale, a emisiilor de metan din cele mai importante regiuni de producție de petrol și gaze naturale din România.

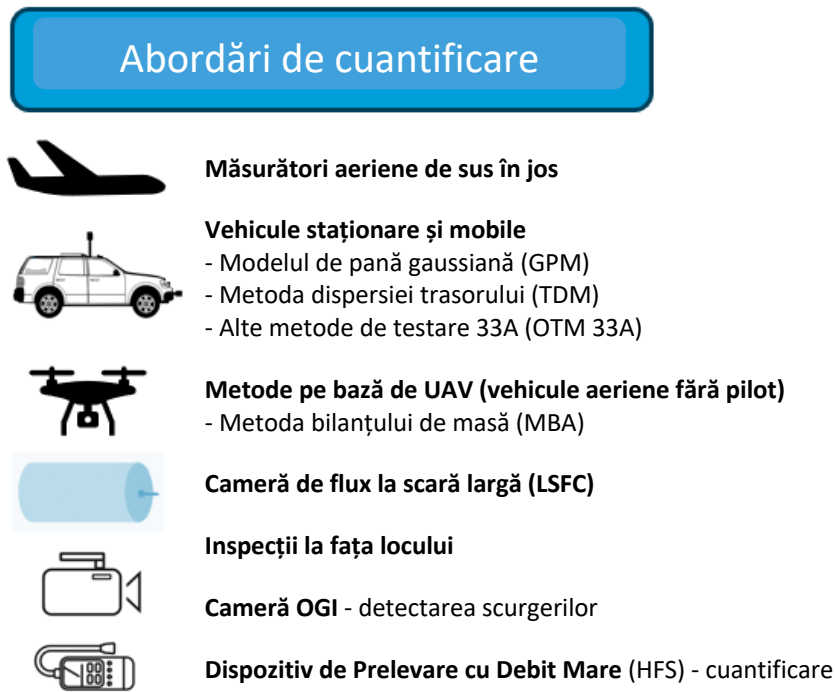


Figura 2. Abordări de măsurare și cuantificare utilizate în campaniile ROMEO 2019-2021. Acestea au inclus metode staționare și mobile bazate pe vehicule și vehicule aeriene fără pilot (UAV), un prototip de Cameră de Flux la Scară Mare (LSFC) și inspecții la fața locului (Delre et al., 2022) (Korbeň et al., 2022) (Stavropoulou et al., 2023), Jagoda et al., 2025). Evaluarea de sus în jos a emisiilor de CH<sub>4</sub> în sudul României a făcut de asemenea parte din campanie (Maazallahi et al., 2025) (Kuhlmann et al., 2025).

### **Alte surse de date**

Agencia Internațională de Energiei (AIE) este o organizație inter-guvernamentală care colaborează cu guvernele și industria pentru a furniza date, analize și rapoarte privind sistemele energetice globale, în sprijinul tranziției către un sistem energetic sustenabil. Site-ul AIE conține atât seturi de date disponibile public, cât și seturi de date proprii privind numeroase aspecte ale sectorului energetic global și pune la dispoziție rapoarte și vizualizări de date. Principala contribuție a AIE la cercetarea emisiilor de metan din sectorul energetic constă în elaborarea anuală a raportului Global Methane Tracker (GMT), care estimează emisiile globale de metan provenite din sectorul energetic. GMT estimează emisiile de metan din sectorul de petrol și gaze utilizând intensități ale emisiilor derivate în principal din inventare și, acolo unde sunt disponibile, din studii bazate pe măsurători realizate în Statele Unite. Aceste intensități sunt apoi extrapolate la nivel global folosind date specifice fiecărei țări, cum ar fi vechimea infrastructurii, tipurile de operatori, intensitatea arderii la faclă (flaring) și detectările prin satelit ale situațiilor supergeneratoare de emisii. În mod similar, pentru cărbune, sunt elaborate intensități specifice minelor sau regiunilor pe baza datelor furnizate de principalii producători (China, India, Statele Unite și Australia), estimările pentru alte țări fiind ajustate folosind aceste date alături de factori precum tipul de cărbune, adâncimea minei și nivelul de control exercitat de autorități.

OMV Petrom și ROMGAZ, principalii operatori de petrol și gaze naturale din România, publică anual un raport de sustenabilitate. În raportul din 2024, OMV Petrom formulează obiective climatice ambițioase, inclusiv o reducere cu 30 % a emisiilor de gaze cu efect de seră (GES) din domeniul 1-2 și cu 20 % a emisiilor de GES din domeniul 1-3 (față de 2019), alături de aspirația

sa de a atinge un bilanț net zero al operațiunilor până în 2050. Ca parte a acestei tranziții, OMV Petrom raportează o reducere de 80 % a intensității emisiilor de metan comparativ cu nivelurile din 2019, alături de o reducere semnificativă a arderii la faclă și a evacuării directe în atmosferă a gazului, implementarea unor programe LDAR cuprinzătoare, precum și modernizarea, înlocuirea și optimizarea infrastructurii. În plus, compania raportează atingerea unei intensități a emisiilor de metan de 0,32 % în operațiunile sale de explorare și producție (E&P) în anul 2024. Pentru clarificare, această intensitate a emisiilor de metan este calculată în conformitate cu metodologia OGCI (Oil and Gas Climate Initiative), definită ca raportul dintre emisiile de metan provenite din segmentul de explorare și producție al sectorului de petrol și gaze și volumul total de gaze livrat pe piață.

În Declarația consolidată de sustenabilitate a ROMGAZ pentru 2024 (ROMGAZ, 2025), compania a prezentat emisiile brute de gaze cu efect de seră din domeniile 1, 2 și 3 și a discutat metodologiile, ipotezele și controalele interne utilizate pentru a asigura integritatea datelor. Deși raportarea pune accentul pe performanța generală în materie de GES și stabilește obiective de reducere cu cel puțin 10 % a emisiilor de carbon, metan și alte gaze pe baza strategiei 2021–2030, folosind anul 2020 ca an de referință, aceasta nu furnizează cifre sau tendințe specifice privind emisiile de metan.

### ***Resurse privind emisiile de metan generate de exploatarea cărbunelui în România***

În cadrul evaluării regionale a emisiilor de metan ale României, revizuim pe scurt și emisiile de metan rezultate din exploatarea minelor de cărbune, pentru care am folosit următoarele surse de date.

The Global Energy Monitor (GEM) este o organizație neguvernamentală care dezvoltă și actualizează seturi de date deschise și instrumente de monitorizare cuprinzătoare, disponibile publicului, privind infrastructura energetică la nivel global, inclusiv minele de cărbune, centralele electrice și activele din sectorul petrolier și gazier. Misiunea sa este de a spori transparența în sectorul energetic și de a sprijini cercetarea, politicile și responsabilitatea publică în domeniul tranziției energetice. Raportul Global GEM de Monitorizare a Emisiilor de Metan (“Global Coal Mine Tracker”, 2024) este sursa principală a acestui raport pentru date privind infrastructura și operațiunile, și anume referitor la operatorii exploatărilor miniere și producția de cărbune la nivel de exploatare, pentru minele de cărbune din România. Acest raport furnizează, de asemenea, un set independent de date privind emisiile de metan rezultate din exploatarea minelor de cărbune, bazat pe calculele lor interne privind emisiile de gaze rezultate din exploatarea minelor de cărbune folosind cadrul Teoretic al Izotermei Langmuir.

Există câteva studii privind emisiile de metan rezultate din exploatarea minelor de cărbune din România, cu accent pe Complexul Energetic Hunedoara din Transilvania, care cuprinde trei mine subterane în exploatare și două închise în ultimii cinci ani. Zăcămintele de cărbune din această zonă sunt deosebit de gazifere și complexe, iar în ultimii douăzeci de ani au avut loc numeroase accidente - uneori cu urmări fatale pentru muncitori (Luca, 2018). Institutul Național de Cercetare-Dezvoltare pentru Securitate Minieră și Protecție Antiexplozivă – INSEMEX Petroșani a investigat emisiile de metan în atmosferă, precum și capacitatea și eficiența de degazare pentru fiecare dintre minele din Complexul Hunedoara. Acest raport prezintă rezultatele a două studii INSEMEX din 2022 și 2024 (Chiuzan et al., 2022; Tomescu et al., 2024), care prezintă rezultatele măsurătorilor din anii 2019 și 2022 atât privind emisiile, cât și gazul recuperat.

Estimarea noastră privind emisiile de metan provenite din exploatarea minelor de cărbune în România se bazează pe versiunea beta a unui nou model dezvoltat de IMEO al UNEP. Modelul folosește o abordare statistică denumită inferență bayesiană, care combină informații existente (de ex date de inventar), cunoscute a priori, cu informații noi (cum ar fi măsurătorile) pentru a genera o estimare îmbunătățită a emisiilor de metan generate din exploatarea minelor active de cărbune metalurgic. În acest model, factorul GEM pentru emisiile de metan rezultate din exploatarea minelor de cărbune este utilizat drept informație a priori. Modelul adaugă apoi alte date disponibile, cum ar fi factorii IPCC pentru emisiile de metan și orice alte date empirice disponibile, pentru a actualiza estimările pentru fiecare mină rezultând o estimare *a posteriori* (van de Schoot et al., 2014). Rezultatul final este o estimare centrală, care este utilizată ca factor de emisie al minei, împreună cu un interval de incertitudine personalizat. Acest model vizează îmbunătățirea estimărilor emisiilor de metan rezultate din exploatarea minelor de cărbune, prin integrarea mai multor fluxuri de date. Datele empirice sunt considerate a fi cele mai fiabile, având astfel o pondere mai mare decât alte estimări din model. Datele in-situ provenite de la alte mine considerate suficient de asemănătoare (de exemplu minele cu adâncime, localizare și condiții geologice similar) pot fi, de asemenea, incluse, dar li se va acorda o pondere semnificativ mai scăzută.

### 3. Evaluarea emisiilor regionale de metan

Înainte de a trece la evaluarea emisiilor regionale pe baza datelor empirice, vom prezenta o imagine de ansamblu a emisiilor de metan din sectorul energetic al României, pe baza inventarului național UNFCCC pentru perioada 2019–2023. Figura 3 prezintă aceste date din inventar sub forma unui singur grafic cu bare suprapuse, în care fiecare bară reprezintă totalul anual raportat al emisiilor de metan din sectorul energetic și este împărțită pentru a arăta contribuțiile relative ale cărbunelui, petrolului și gazelor naturale. Definițiile categoriilor și subcategoriilor UNFCCC utilizate în această evaluare sunt prezentate în Tabelul A2 din Anexe.

În medie, în perioada 2019-2023, sectoarele de petrol și gaze naturale contribuie împreună cu aproximativ 30 % la emisiile de metan raportate din sectorul energetic, în timp ce cărbunele reprezintă restul de  $\approx 70$  %, astfel încât cărbunele rămâne sursa dominantă în fiecare an de raportare (consultați Tabelul A1 din Anexe exă pentru ponderile sectoriale de bază).

Analiza evoluției datelor raportate către UNFCCC indică scădere modestă dar sistematică a emisiilor de metan raportate pentru sectorul energetic în intervalul de cinci ani analizat: totalul acestora scade cu aproximativ 8,4 % între 2019 și 2023. Traietoriile sectoriale sunt eterogene: subsectoarele gazelor și petrolului prezintă cele mai mari reduceri relative (aproximativ  $-15$  % și, respectiv,  $-13$  %), în timp ce cărbunele înregistrează o scădere relativă mai mică (aproximativ  $-6$  %).

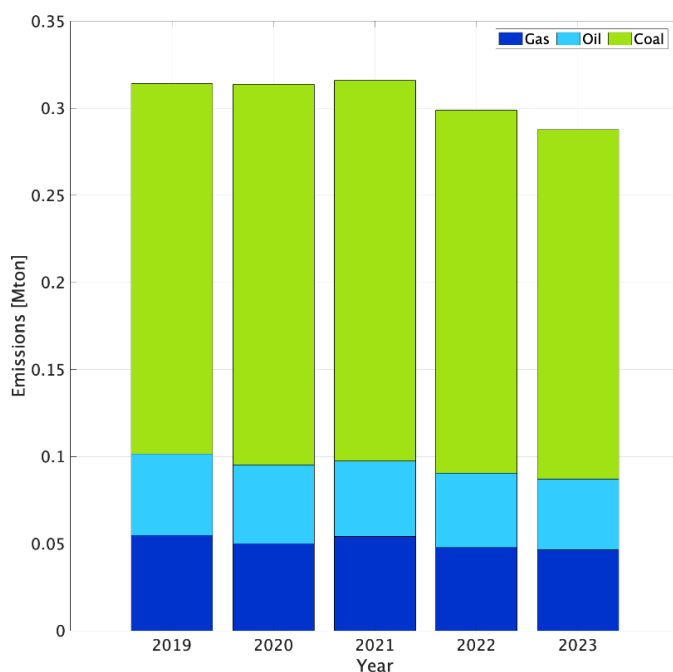


Figura 3: Emisiile de metan raportate de UNFCCC din sectorul energetic al României (2019–2023). Barele suprapuse prezintă metanul total anual al sectorului energetic (înălțimea barelor) și contribuțiile proporționale ale cărbunelui (solid), petrolului și gazului natural (segmente colorate).

## **Prezentare generală privind lanțul de aprovizionare și infrastructura sectorului de petrol și gaze în România**

Lanțul de aprovizionare cu petrol și gaze din România se caracterizează printr-o combinație de producție onshore și offshore, rețele extinse de transport, precum și o varietate de instalații de prelucrare și rețele de distribuție a gazelor naturale în orașe. Țara dispune de peste 400 de zăcăminte cunoscute de petrol și gaze și de aproximativ 11.600 de sonde active onshore, conform informațiilor înregistrate în Wells Fund. Acestea sunt operate de un număr limitat de companii, cele mai mari fiind OMV Petrom S.A. și S.N.G.N. Romgaz S.A. (Upstream Solution, 2025). Conform Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE, 2025), împreună, aceste două companii reprezintă peste 87 % din producția națională de gaze naturale, începând cu ianuarie 2025. OMV Petrom deține aproape întreaga producție de petrol din România și contribuie cu aproximativ o treime la producția de gaze naturale a țării (OMV Petrom, 2025). Romgaz, în schimb, este principalul producător de gaze naturale din România. Tabelul 1 prezintă un rezumat al operațiunilor OMV Petrom și Romgaz.

Tabelul 1. Rezumatul operațiunilor marilor companii producătoare de petrol și gaze naturale din România

	<b>OMV Petrom</b>	<b>Romgaz</b>
<b>Producție (2024)</b>	Echivalentul a 40 mn barili de petrol (-3.5% vs 2023) • Țiței brut: 19 mn bbl • Gaze naturale: 3.2 bcm	5 bcm gaze naturale (+4% vs 2023)
<b>Cota din producția națională de gaze naturale</b>	34 %	53 %
<b>Infrastructură (2024)</b>	149 câmpuri comerciale Petrol & Gaze ~6,000 – 7,500 sonde active ~1,000 instalații ~8,000 km conducte	>2,960 sonde de producție ~2,960 instalații de suprafață și conducte de colectare 16 stații de comprimare (90 de unități) 21 compresoare de amplificare a presiunii + 22 compresoare pentru grupuri de sonde

Rețeaua de transport este operată prin Sistemul Național de Transport (SNT), gestionat de S.N.T.G.N. Transgaz S.A. și acoperă aproximativ 14.210 km de conducte utilizate atât pentru distribuția internă, cât și pentru tranzitul internațional (ROMGAZ, 2025). Stocarea subterană a gazelor este gestionată în principal de Depogaz, care controlează 90,54% din capacitatea subterană națională (ROMGAZ, 2025). În cele din urmă, lanțul global de aprovizionare include, de asemenea, o rețea de 27 de companii de distribuție și furnizare care livrează gaze utilizatorilor finali (ANRE, 2025).

## **Prezentare generală a campaniilor ROMEO și a rezultatelor acestora**

Campaniile ROMEO s-au derulat în mai multe faze, pe parcursul câtorva luni și ani. Prima campanie, derulată în octombrie 2019, a combinat măsurători terestre și aeriene, concentrându-se pe sudul României, în strânsă colaborare cu operatorul principal al regiunii, OMV Petrom.

Măsurătorile au fost complet independente de operator, dar operatorii au furnizat date privind producția și infrastructura pentru planificarea campaniei. Opt echipe de măsurare la sol au vizitat peste 1000 de instalații, efectuând măsurători ale emisiilor de metan la nivel de amplasament pentru 337 amplasamente de petrol și gaze naturale, obținând cuantificări reușite la nivelul a 282 de amplasamente. Distribuțiile emisiilor de metan pentru amplasamentele de producție de petrol au fost obținute din 178 de măsurători, rezultând un factor de emisie de metan reprezentativ de 5,4 kg/h per amplasament [95% CI: 3,6 – 8,4] (Stavropoulou et al., 2023). Rezultatele au arătat, de asemenea, că emisiile de metan de la amplasamentele de producție de petrol erau extrem de asimetrice, o mică parte din amplasamentele cu emisii ridicate generând majoritatea emisiilor. Mai precis, doar 10 % din amplasamente erau responsabile pentru peste 70 % din emisiile totale. Au fost măsurate și evaluate și alte tipuri de infrastructuri, cum ar fi amplasamentele de producție de gaze, parcurile petroliere și stațiile de compresoare, dar, din cauza dimensiunii reduse a eșantioanelor, nu au fost determinate distribuții detaliate ale emisiilor. Cu toate acestea, emisiile medii ale acestora oferă indicatori utili cu privire la factorii de emisie potențiali: 31 de amplasamente de producție de gaze au înregistrat o medie de  $11,2 \pm 4,0$  kg/h, în timp ce instalațiile de prelucrare au înregistrat o medie de  $13,0 \pm 3,0$  kg/h (Kuhlmann et al., 2025; Stavropoulou et al., 2023). Pentru a completa măsurătorile efectuate la sol, două aeronave de cercetare au efectuat măsurători la scară regională pentru a oferi o evaluare de sus în jos a emisiilor de metan (Maazallahi et al., 2025). Analiza datelor privind bilanțul de masă regional obținute de aeronave atât pentru grupurile mici, cât și pentru cele mari de infrastructură a condus la un factor de emisie mediu de  $5,3 \pm 2,0$  kg/h pe amplasament, pe baza numărului total de amplasamente și instalații de producție active din fiecare grup. Această valoare se apropie foarte mult de factorul de emisie măsurat la sol pentru amplasamentele de producție de petrol, de 5,4 kg/h pe amplasament, oferind o validare independentă a emisiilor substanțiale din întreaga regiune.

În cadrul evaluării la nivel de sursă, au fost inspectate în total 181 de amplasamente cu ajutorul unei camere OGI (Optical Gas Imaging) dintre care 155 de amplasamente de producție petrolieră. Au fost identificate surse de emisii la peste jumătate dintre aceste amplasamente, fiind detectate peste 230 de scurgeri individuale. Din cauza accesului restricționat la amplasamente, ratele de emisie au putut fi măsurate doar pentru 62 de componente cu scurgeri, folosind metoda de eșantionare cu debit mare (High Flow Sampler - HFS). Aceste rate de emisie au variat de la 0,07 kg/h per scurgere la 6,5 kg/h per scurgere. Analiza înregistrărilor video realizate cu camera OGI a identificat conductele cu capăt deschis ca fiind cele mai frecvent detectate surse, reprezentând mai mult de jumătate (55 %) din componentele detectate. Aceste evacuări păreau să fie practici operaționale standard, subliniind importanța interdicției privind ventilarea de rutină prevăzută de Regulamentul UE privind metanul. Celelalte surse de emisii au fost atribuite echipamentelor defecte, cum ar fi flanșele și racordurile filetate, reprezentând aproximativ 20 % din componentele emitente detectate, precum și componentelor inaccesibile sau necunoscute situate sub pământ, care pot include echipamente defecte suplimentare sau conducte deschise, reprezentând aproximativ 25 % din componentele identificate cu scurgeri.

Următoarea fază a campaniei ROMEO s-a derulat în Bazinul Transilvaniei în iulie 2021 (Jagoda et al., 2025). Acest bazin este principala regiune producătoare de gaze naturale din țară, fără rezerve cunoscute de petrol, motiv pentru care campania s-a axat exclusiv pe amplasamentele de producție de gaze naturale. În total, au fost obținute 160 de estimări ale ratei de emisie folosind cinci tehnici de măsurare. Rezultatele sunt în prezent în curs de finalizare și vor fi publicate într-un viitor studiu supus evaluării inter pares (Jagoda et al., preprint).

Ultima fază a campaniei ROMEO s-a derulat în 2021 în sudul României, la fel ca în campania din 2019 (Kuhlmann et al., 2025). Spre deosebire de campaniile anterioare care s-au bazat pe mai multe tehnici de măsurare, de data aceasta s-a folosit un singur instrument, Airborne Visible InfraRed Imaging Spectrometer – Next Generation (AVIRIS-NG). Acest instrument avansat este conceput pentru detecția și cuantificarea rapidă a surselor punctuale de metan, permițând în același timp investigarea unor suprafețe extinse într-un interval scurt de timp. În doar două zile, au fost efectuate mai multe zboruri, acoperind 66 % din instalațiile cunoscute de procesare ale OMV Petrom ( $N \approx 582$ ) și 82 % dintre amplasamentele de exploatare a petrolului și gazelor naturale din regiune ( $N \approx 2805$ , respectiv  $N \approx 299$ ). Campania a fost concepută atât pentru a reevalua emisiile din regiune după doi ani, cât și pentru a detecta și cuantifica în mod specific sursele cu emisii ridicate. Studiul a constatat o scădere a evenimentelor supergeneratoare de emisii pentru amplasamentele de producție de petrol, comparativ cu numărul estimat pe baza campaniei din 2019, indicând o schimbare în distribuția emisiilor. Această reducere corespunde unei scăderi estimate de 20 – 60 % a emisiilor totale, reflectând cel mai probabil măsurile de atenuare sau îmbunătățirile infrastructurii implementate după constatările din 2019. Studiul a identificat, de asemenea, mai multe evenimente supergeneratoare de emisii sub forma unor coșuri de ventilație de mari dimensiuni, reprezentând o nouă sursă de emisii care nu a fost evaluată în campania anterioară.

### ***Estimarea Emisiilor de Metan la nivel de țară***

Pentru prezenta analiză, valorificăm datele empirice, fundamentate pe măsurători, obținute în cadrul campaniilor ROMEO pentru a oferi o evaluare la nivel național a emisiilor de metan generate de sectorul petrolier și gazier din România. Întrucât cel mai cuprinzător set de date empirice provine din campania din 2019, acest an servește drept referință pentru evaluarea noastră.

Aplicăm factorii de emisie raportați anterior pentru tipurile corespunzătoare de instalații: amplasamente de producție a petrolului – 5,4 [3,6 – 8,4] kg/h, amplasamente de producție a gazului – 11,2 [7,2 – 15,2] kg/h și instalații de petrol și gaze – 13,0 [10,0 – 16,0] kg/h. Emisiile la nivel de țară sunt extrapolate utilizând date privind activitatea obținute din rapoartele anuale și informațiile disponibile public de la OMV Petrom, întrucât măsurătorile ROMEO au fost efectuate la instalațiile acestora. Pe baza raportului anual al operatorului, pentru instalațiile de prelucrare utilizăm o estimare a activității la nivel național de 1.000 de instalații. Pentru amplasamentele de producție de petrol și gaze, datele operaționale menționate în raport indică aproximativ 7.500 de sonde active exploatate în 2024, incluzând ambele tipuri de infrastructură, în timp ce site-ul web al companiei menționează aproximativ 6.000 de sonde. Nu am putut identifica date operaționale care să reflecte totalul operațiunilor la nivel național pentru 2019. Având în vedere că 193 de câmpuri petroliere și de gaze au fost exploatate de OMV Petrom în 2019, comparativ cu 149 de câmpuri în 2024, coroborat cu o scădere raportată a producției în această perioadă, cele 7.500 de sonde pot fi considerate o estimare rezonabilă. Cu toate acestea, pentru a adopta o abordare conservatoare, folosim cifra de 6.000 de sonde de pe site-ul companiei, recunoscând totodată că aceasta ar putea subestima numărul total de sonde operaționale în 2019.

În plus, dat fiind că pentru sondele de petrol și cele de gaze se aplică factori de emisie diferiți, se impune estimarea proporției relative a fiecărui tip de sondă în cadrul acestui total. Cu toate acestea, nu sunt disponibile informații directe privind această distribuție. Pe baza evaluării din cadrul campaniei ROMEO, 90 % din sondele din zona de studiu și anume sudul României, au fost identificate ca fiind sonde de petrol, în timp ce 10 % erau sonde de gaze (Kuhlmann et al., 2025).

Deși studiile ROMEO nu oferă un inventar cuprinzător al tuturor sondelor din țară, acest raport petrol-gaz este utilizat aici ca o estimare aproximativă. Acest raport reflectă exclusiv componența regiunilor specifice studiate în cadrul ROMEO și, prin urmare, nu ar trebui interpretat ca o statistică națională cuprinzătoare. În absența unor clasificări publice ale tipurilor de sonde la nivel național, folosim prezentul raport regional exclusiv ca aproximare pentru extrapolarea la nivel național. Utilizarea sa generează incertitudine: dacă ponderea reală a sondelor de petrol la nivel național ar fi mai mică (sau mai mare), emisiile rezultate la nivel național ar crește (sau ar scădea) proporțional, având în vedere că pentru fiecare tip de sondă se aplică factori de emisie diferiți (mai mari pentru sondele de gaze din sudul României). Această ipoteză reprezintă, prin urmare, o lacună metodologică care poate fi rezolvată numai odată ce România va elabora un inventar complet al sondelor, bazat pe măsurători, în cadrul EU-MER. În încheiere, păstrând metodologia aplicată (Kuhlmann et al., 2025; Stavropoulou et al., 2023), presupunem că o parte din instalații, mai precis 25 % din totalul amplasamentelor din fiecare categorie, nu emit metan, generând o estimare și mai conservatoare a emisiilor totale.

Pornind de la ipotezele de mai sus, estimăm că o parte a sectorului de petrol și gaze din România a emis un total de cel puțin 320 kt [220 – 460] de metan în 2019. Din această cantitate, aproximativ 190 kt/an [120 – 300] au provenit de la amplasamentele de producție de petrol, 44 kt/an [28 – 60] de la amplasamentele de producție de gaze și 85 kt/an [66 – 105] de la alte instalații petroliere și de gaze naturale. Prin comparație, Kuhlmann et al. (2025) raportează un total de ~220 kt [160 – 300], iar Maazallahi et al. (2025) raportează ~230 kt [140 – 310] pentru 2019, ambii concentrându-se doar pe regiunea de studiu ROMEO, din sudul României. Estimarea noastră este mai mare, deoarece acoperă operațiunile de pe întreg teritoriul țării. Folosind un factor de emisie de 5,3 kg/h per tip de infrastructură pentru extrapolarea la nivel național, Maazallahi et al. (2025), au estimat emisii anuale de ~340 kt [210 – 470], situându-se în intervalul de incertitudine al estimării noastre.

Pornind de la estimare de referință a emisiilor pentru 2019, ne extindem evaluarea regională a emisiilor de metan până în 2021, când s-a derulat ultima fază a campaniei ROMEO și au devenit disponibile date empirice suplimentare. Conform concluziilor publicate de Kuhlmann et al. (2025), operațiunile de exploatare a petrolului și gazelor din sudul României ar fi atins o potențială reducere a emisiilor de metan de 20 – 60 % în perioada 2019–2021. Aplicată estimării noastre pentru 2019, aceasta duce la emisii potențiale pentru 2021 de aproximativ 130 – 260 kt, cu o medie de 190 kt într-un scenariu de reducere de 40 %. Intensitatea națională a metanului<sup>2</sup> (rata pierderilor de metan) se situează între 5 % și 9 %, în funcție de scenariul de reducere a emisiilor luat în considerare. În conformitate cu recomandările formulate de Seymour et al. (2025), includem și o intensitate a emisiilor de metan normalizată energetic<sup>3</sup> pentru a furniza o imagine completă a performanței în materie de emisii și pentru a reflecta regiunile cu producție mixtă de petrol și gaze. Intensitatea emisiilor de metan normalizată energetic pentru producția combinată de petrol și gaze variază între 0,89 și 1,78 kg CH<sub>4</sub> per GJ, situându-se în partea

---

<sup>2</sup>Intensitatea metanului (rata pierderilor de metan) este definită în conformitate cu metodologia aprobată de industrie a OGCI, ca raport între emisiile de metan (numărător) și conținutul de metan al gazului natural comercializat (numitor). Calculul se bazează pe datele privind producția de gaze naturale ale celor doi principali operatori din România, astfel cum sunt raportate în rapoartele lor anuale (a se vedea Tabelul A3 din Anexă), și pe ipoteza unui conținut de metan de 94 % în gazul natural și a unei densități a metanului de 0,67 kg/m<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Intensitatea emisiilor de metan normalizată energetic (kg CH<sub>4</sub>/GJ) este definită ca raport între emisiile de metan (numărător) și producția de energie din petrol și gaze (numitor). Calculul se bazează pe datele privind producția de țiței și gaze naturale ale celor doi principali operatori din România, astfel cum sunt raportate în rapoartele lor anuale (a se vedea Tabelul A3 din Anexă), utilizând următorii factori de conversie: 1 tonă = echivalentul a 7,33 barili petrol (boe), 1 boe = 6 gigajouli (GJ) și 1 miliard de metri cubi (bcm) = 36 petajouli (PJ).

superioară a intervalului valorilor de intensitate energetică raportate pentru bazinele din SUA și Canada de către Seymour et al., care variază între 0,05 și 1 kg CH<sub>4</sub> per GJ produs.

Pentru anii după 2021, nu s-au derulat campanii noi de măsurători pentru cuantificarea și evaluarea potențialelor reduceri ale emisiilor de metan. Conform Raportului Inventarului Național pe 2025, transmis către UNFCCC, care include estimări până în anul 2023, emisiile raportate de metan (categoria 1.B.2 Petrol și gaze naturale și alte emisii din producția de energie) au scăzut cu aproximativ 10 % între 2021 și 2023 și cu aproximativ 14 % între 2019 și 2023. Deși emisiile raportate către UNFCCC nu reprezintă reduceri efective, întrucât se bazează pe factori de emisie și date de producție prestabilite, această scădere de 10 % între 2021 și 2023 poate fi utilizată ca ipoteză rezonabilă pentru analiza noastră. În baza acestei ipoteze, estimarea noastră bazată pe măsurători privind emisiile totale de metan pentru 2023 s-ar situa între 120 și 235 kt. Cu toate acestea, intensitatea metanului rămâne aproximativ aceeași, deoarece scăderea producției compensează reducerile de emisii. Conform metodologiei IPCC de tip Tier 1 aplicată în inventarul românesc al UNFCCC, emisiile sunt direct proporționale cu nivelurile de activitate (în acest caz, datele privind producția), astfel încât variațiile emisiilor raportate în timp reflectă doar schimbările în producție. Datele privind producția raportate de marile companii, care ilustrează această scădere, sunt prezentate în Tabelul A3 din Anexă. Toate emisiile estimate și incertitudinile asociate acestora pentru fiecare scenariu de reducere a emisiilor sunt, de asemenea, prezentate în Tabelul A3 din Anexă.

### ***Discuție privind emisiile de metan rezultate din exploatarea minelor de cărbune în România***

Emisiile de metan rezultate din exploatarea minelor de cărbune sunt în general raportate folosind factori generici de emisie, exprimați în kg de metan emise per tona de cărbune exploatat. Factorii de emisie sunt preluați din ghidurile IPCC 2006, care furnizează trei niveluri de factori de emisie, diferiți pentru minele subterane și de suprafață. În ghidurile IPCC se recomandă alegerea unui nivel specific (de la „scăzut” la „ridicat”) în funcție de adâncimea minei de cărbune. Acest număr nu ia în considerare variațiile regionale ale câmpurilor carbonifere și se preconizează ca va prezenta incertitudini semnificative. Raportul Inventarului Național al României folosește factori de emisie de tip Tier 1 pentru emisiile de metan rezultate din exploatarea minelor subterane și de suprafață de 18 m<sup>3</sup>/tonă, respectiv de 1.2 m<sup>3</sup>/tona de cărbune, corespunzători factorilor medii implicați propuși de ghidurile IPCC pentru fiecare tip de mină.

Principala sursă publică și cuprinzătoare de date privind emisiile de metan rezultate din exploatarea minelor de cărbune este instrumentul de Monitorizare a Emisiilor de Metan dezvoltat de Global Energy Monitor. În generarea acestui set de date, GEM utilizează un cadru teoretic – modelul propriu M2CM – care se bazează pe izotermele Langmuir pentru a estima mai precis conținutul de gaze din minele de cărbune în funcție de adâncime. Acest model generează un continuum de estimări în loc de niveluri discrete și permite derivarea unei distribuții a conținutului de gaz în funcție de clasa cărbunelui și de adâncimea de exploatare. GEM nu a publicat încă date privind emisiile la nivel de mină pentru emisiile de metan rezultate din exploatarea minelor de cărbune abandonate iar raportul lor din 2024 privind emisiile de metan rezultate din exploatarea minelor de cărbune în Europaa nu ia în considerare minele închise înainte de 2015- adică majoritatea minelor abandonate din România. Astfel că prezenta analiză nu va include o evaluare a emisiilor de metan rezultate din exploatarea minelor de cărbune în România.

AIE estimează că în România, în 2023 s-au emis 8,2 kt de metan din exploatarea miniere active de cărbune, în principal din exploatarea cărbunelui energetic (~7,9 kt). Cu toate acestea, așa cum s-a menționat anterior, raportul GMT al AIE prezintă emisiile pe țară din sectorul cărbunelui doar pentru un subgrup de producători principali. Pentru restul țărilor, emisiile sunt estimate folosind un factor de scalare. Deoarece această cifră nu este nici precisă, nici detaliată, ea nu este inclusă în discuția următoare, care se concentrează pe estimările emisiilor la nivel de mină.

Studiile empirice realizate de INSEMEX în anumite mine din regiunea minieră a Văii Jiului, parte a Complexului Energetic Hunedoara, au evidențiat rate de pierdere netă de aproximativ 12,8 și 11,4 kg de metan/tonă de cărbune produs în 2019 și, respectiv, 2022, corespunzând unor rate de pierdere brută de 16,6 și 15,4 kg de metan/tonă de cărbune. Acest lucru indică o eficiență de captare a gazelor de aproximativ 34 - 37 % în minele active din Complexul Energetic Hunedoara. Nici valorile GEM, nici cele ale IPCC nu țin cont de potențialele măsuri de atenuare, iar estimările lor corespund, prin urmare, emisiilor brute. Ambele sunt mai mici (în mod semnificativ, în cazul cifrelor GEM) decât emisiile brute măsurate în aceste studii. În plus, NIR 2023 a raportat doar ~0,13 Mt de cărbune produs din exploatarea subterană a cărbunelui în 2023, provenind în totalitate din mine abandonate, ceea ce este contrazis de un articol al Radio România din martie 2024, care menționează o producție zilnică de ~800 de tone de cărbune pe zi (totalizând aproximativ 0,29 Mt de cărbune produs în 2023), toate provenind din mine situate în Valea Jiului și care fac parte din Complexul Energetic Hunedoara (Complexul Energetic Valea Jiului, 2025). Acest lucru subliniază și mai mult necesitatea de a lua în considerare surse de date empirice și independente pentru a evita subestimarea emisiilor.

În acest scop, se utilizează un cadru de inferență bayesiană pentru a integra, la nivel de mină, estimările privind emisiile generate de exploatarea minieră în minele active de cărbune din România, luând în considerare și studiile in situ INSEMEX pentru a estima emisiile provenite din exploatarea subterană a cărbunelui în Complexul Energetic Hunedoara din nord-estul României. Pentru toate minele de suprafață din România, modelul GEM este utilizat a priori, iar datele IPCC ca punct unic de date de tip bottom-up pentru a deriva un factor de emisie a posteriori. Figura 4 (și Tabelul A4 din Anexe) ilustrează o comparație individuală pe mine a celor trei estimări.

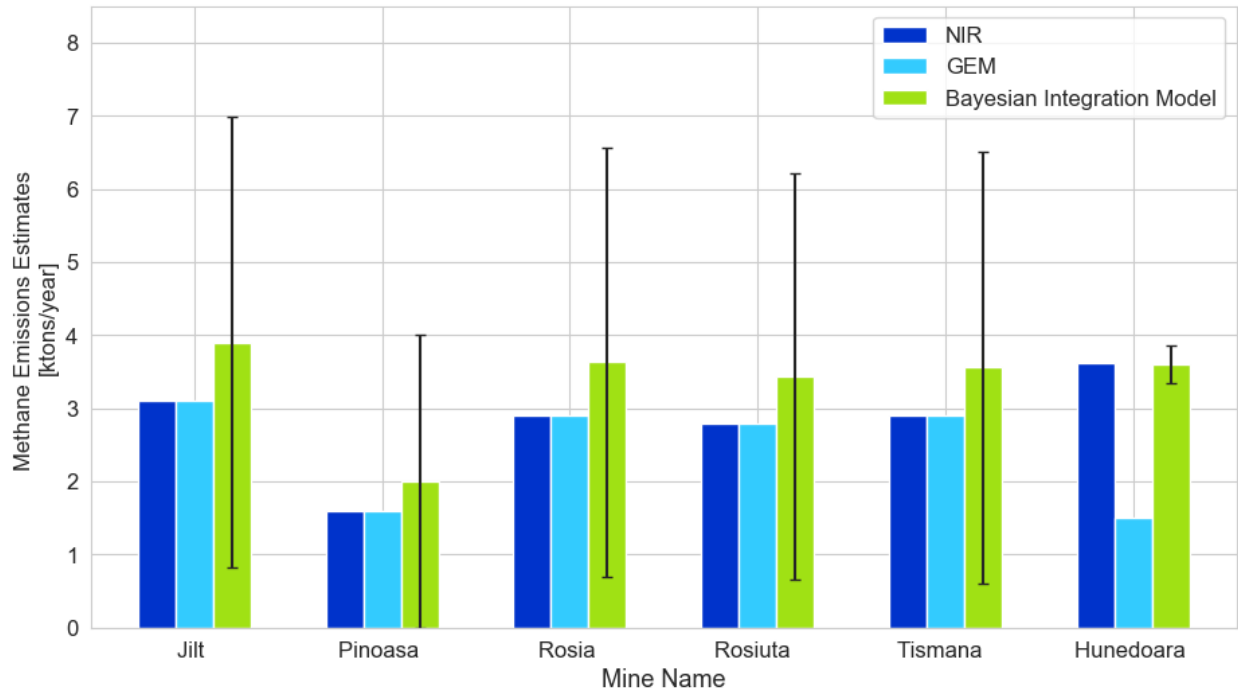


Figura 4. Grafic comparative privind emisiile de metan pentru minele de cărbune din România.

Rezultatele noastre indică o estimare medie a emisiilor generate de exploatarea activă a cărbunelui din România de aproximativ  $21,3 \pm 6,2$  kt/an (adăugând activitățile post-exploatare la estimarea noastră privind exploatarea), ceea ce corespunde unui interval de incertitudine de  $[15,1 - 27,5]$  kt/an.

## 4. Discuție și concluzii

Prezentul raport oferă o evaluare regională a emisiilor de metan din sectorul de petrol și gaze din România, pe baza datelor empirice, fundamentate pe măsurători, din cadrul campaniilor ROMEO. Folosind anul 2019 ca referință, anul cu cel mai cuprinzător set de date, și aplicând factorii de emisie raportați anterior pentru sectorul upstream onshore, estimăm că sectorul de petrol și gaze din România a emis cel puțin 320 kt de metan [220 – 460] în 2019. Extinzând analiza până în 2021, faza finală a campaniei ROMEO indică reduceri potențiale ale emisiilor de 20 – 60 % în unele regiuni, ceea ce duce la emisii naționale estimate de 130 – 260 kt de metan. Pentru 2022–2023, deși nu au fost efectuate noi campanii de măsurare, emisiile raportate către UNFCCC sugerează o scădere suplimentară de aproximativ 10 % față de 2021, ceea ce duce la un interval estimat de 120 – 235 kt de emisii de metan pentru 2023, explicat în principal printr-o ușoară scădere a producției. În total, aceste estimări se traduc printr-o intensitate a metanului de 5 – 9 % (rata de pierdere) și 0,89 – 1,78 kg CH<sub>4</sub>/GJ (bază energetică).

### ***Comparația cu raportările oficiale ale emisiilor de metan***

Prin compararea estimărilor noastre privind emisiile la nivel național cu inventarul național, constatăm o subestimare semnificativă a emisiilor de metan, în concordanță cu studiile ROMEO și cu concluziile studiilor realizate în alte țări (Maazallahi et al., 2025; MacKay et al., 2021; Riddick & Mauzerall, 2023; Stavropoulou et al., 2023; Tibrewal et al., 2024). Figura 5 compară estimările privind emisiile de metan din cadrul acestei analize cu cele raportate către UNFCCC pentru 2019, 2021 și 2023. Estimările noastre sunt de aproximativ două până la trei ori mai mari decât valorile raportate către UNFCCC, cea mai mare discrepanță fiind observată în 2019. Este important de menționat că estimările noastre nici măcar nu iau în considerare emisiile de metan din întregul sector de petrol și gaze incluse în inventarul național, care includ și procesarea, stocarea, transportul și distribuția petrolului și gazului. Așa cum s-a arătat anterior în studiile ROMEO, această discrepanță provine din faptul că inventarul național se bazează pe metodologia IPCC de tip Tier 1, care aplică factori de emisie și date de producție generici, care nu reușesc să surprindă specificul operațiunilor din fiecare țară și amploarea reală a emisiilor. Această subestimare a emisiilor, care rezultă dintr-o evaluare nespecifică fiecărei țări, este evidentă și în comparația cu estimările de emisii ale AIE. Pentru anul 2021, AIE estimează emisiile din sectorul onshore de petrol și gaze la 59 kt – aproximativ de 3 până la 5 ori mai mici decât estimarea noastră. În schimb, în anul 2023, emisiile din același sector cresc la 142 kt, apropiindu-se de rezultatele noastre și sugerând o posibilă recalibrare a valorilor emisiilor în urma concluziilor desprinse din studiile ROMEO.

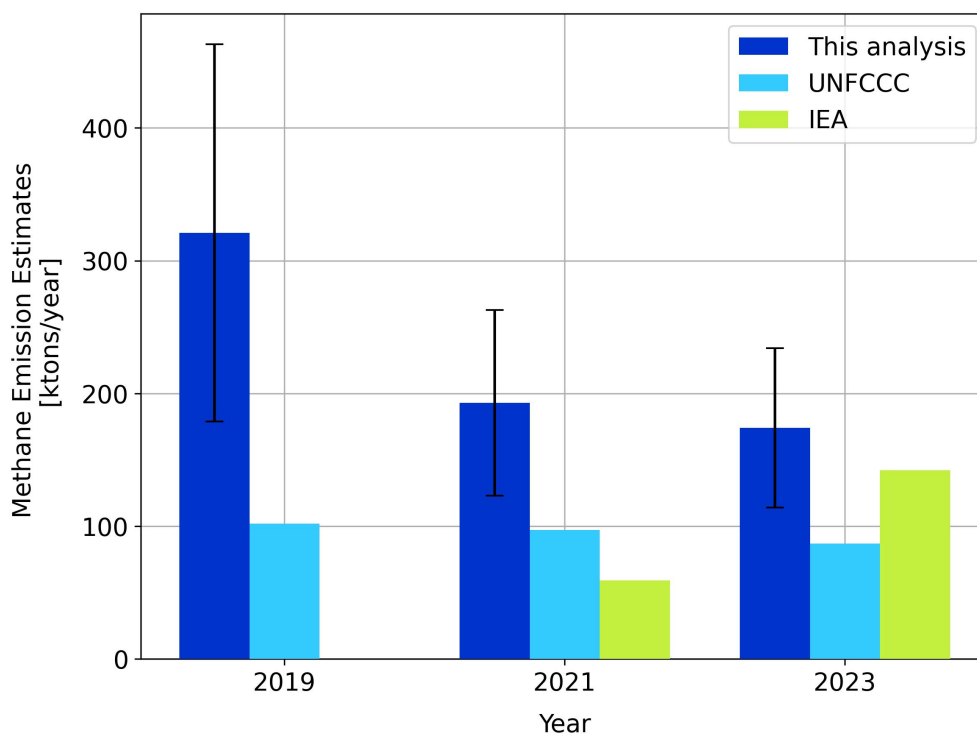


Figura 5. Comparația estimărilor privind emisiile de metan din cadrul acestei analize (albastru) și a emisiilor raportate către UNFCCC (albastru deschis) pentru 2019, 2021, și 2023. Pentru 2021 și 2023, estimările corespund scenariului de reducere a emisiilor cu 40% în raport cu nivelurile din 2019. Emisiile raportate în cadrul UNFCCC includ emisiile totale de metan din categoria 1.B.2 — Petrol și gaze naturale și alte emisii provenite din producția de energie. Estimările AIE (verde) includ emisiile de metan din categoriile petrol onshore, gaze onshore și alte emisii provenite din sectorul de petrol și gaze.

O subestimare similară se observă atunci când estimările noastre sunt comparate cu emisiile raportate în raporturile de performanță de mediu ale companiilor. Conform rapoartelor anuale ale OMV Petrom, emisiile de metan s-au redus la jumătate în 2020 față de 2019, iar intensitatea metanului a scăzut cu un total de 80 % în 2024 față de 2019. Mai precis, în 2019 emisiile totale au fost estimate la 40 kt, corespunzând unei intensități a metanului în sectorul de explorare și producție (E&P) de 1,6 %, în timp ce până în 2024 emisiile totale au scăzut la 6 kt, corespunzând unei intensități a metanului în sectorul E&P de 0,32 %. Deși rezultatele campaniei ROMEO sugerează că este posibilă o reducere a emisiilor cu 60 % între 2019 și 2021 și că, prin urmare, o reducere cu 80 % între 2019 și 2024 este plauzibilă, emisiile reale și valorile de referință atât din analiza noastră, cât și din studiile ROMEO diferă substanțial de cifrele raportate de companie. Acest lucru se poate explica prin faptul că emisiile raportate nu se bazează pe măsurători directe. După cum se menționează în rapoartele companiei, emisiile de GES din categoria 1 sunt calculate prin înmulțirea datelor privind activitatea cu factorii de emisie din surse precum IPCC și API GHG Compendium. Acești factori de emisie sunt generici și nu țin cont de infrastructura specifică sau de condițiile operaționale ale companiei sau ale țării. Prin urmare, cifrele raportate subestimează probabil amploarea reală a emisiilor, similar cu estimările bazate pe inventar.

Aproximativ 50 % din producția de gaze naturale din România pe 2023 s-a realizat în active operate și deținute de Romgaz, care este membru al Parteneriatului IMEO pentru metan din sectorul de petrol și gaze 2.0 (OGMP2.0) al UNEP începând din 2023. În cadrul ciclului de raportare OGMP 2.0 din 2024, Romgaz a raportat 9,6 kt de emisii de metan pentru 2023, majoritatea emisiilor fiind raportate la Nivelul 3. Nivelul 3 impune ca emisiile să fie raportate în

funcție de tipul detaliat de sursă, dar se bazează pe factori de emisii generici. În runda de raportare OGMP 2.0 din 2025, emisiile de metan ale Romgaz pentru 2024 au rămas la același nivel ca în 2023, neindicând niciun progres în raportare. În consecință, compania și-a pierdut statutul de „Gold Standard Pathway” și nu mai este pe traiectoria de a atinge standardul Gold Standard până în 2026. În general, pe măsură ce companiile avansează către niveluri de raportare OGMP 2.0 mai ridicate – cel mai înalt nivel atins în termen de trei ani pentru activele operate –, estimările lor privind emisiile devin din ce în ce mai precise, deoarece se bazează pe date de măsurare directă, mai degrabă decât pe factori de emisie generici. Se preconizează că viitoarele runde de raportare OGMP 2.0, împreună cu cerințele MRV ale EU-MER, vor furniza date mai fiabile privind emisiile, oferind o înțelegere mai clară a emisiilor reale de metan.

### ***Lacune privind datele și incertitudini***

Evaluarea emisiilor de metan la nivel național reprezintă o provocare din cauza lacunelor semnificative și a incertitudinilor legate de date. Informațiile privind elementele de infrastructură sunt adesea rare, incomplete sau complet indisponibile pe parcursul anilor. Deși s-au făcut eforturi anterioare pentru a crea baze de date cuprinzătoare privind infrastructura de petrol, gaze și cărbune, lipsa datelor geospațiale accesibile publicului limitează utilitatea acestora. De exemplu, Oil and Gas Infrastructure Mapping (OGIM), dezvoltat de Fondul de Apărare a Mediului (EDF) și MethaneSAT LLC, oferă date foarte detaliate pentru unele țări, în special din America de Nord, dar oferă informații limitate pentru țări precum România. Deși nu au fost necesare date geospațiale specifice pentru analiza noastră actuală, acestea pot fi esențiale când sunt combinate cu alte tipuri de date bazate pe măsurători, cum ar fi observațiile prin satelit. Cu toate acestea, nu au fost integrate aici seturi de date din satelit, deoarece produsele MethaneSAT validate nu erau încă disponibile la momentul redactării, iar alte sisteme de satelit utilizate în mod obișnuit pentru monitorizarea metanului (de exemplu, GHGSat, TROPOMI, Carbon Mapper) nu dispun în prezent de rezoluția, acoperirea sau precizia de cuantificare necesare pentru estimări fiabile la nivel național. În cazul nostru, deși unele date geospațiale, cum ar fi numărul total de instalații ale operatorilor majori, care acoperă majoritatea producției, erau parțial disponibile, a fost totuși nevoie să formulăm estimări cu privire la numărul de instalații de fiecare tip, cum ar fi sondele de petrol față de cele de gaz. Aceste estimări creează incertitudine și ar putea duce la supraestimarea sau subestimarea emisiilor.

Lipsește, de asemenea, date detaliate fundamentate pe măsurători. Deși în România s-au desfășurat mai multe campanii de măsurare, care au furnizat un set de date relativ cuprinzător și reprezentativ pentru cele mai importante segmente și regiuni ale industriei sale petroliere și de gaze, există în continuare lacune referitoare la datele privind emisiile. Concret, estimările noastre nu acoperă toate regiunile și segmentele. Deși estimarea pentru 2021 este cea mai cuprinzătoare de până acum, acoperind majoritatea producției de petrol și gaze a țării, anumite componente, precum operatorii mai mici, regiunile de producție mai mici, sectorul offshore, segmentul de transport și distribuție și sondele inactive sau abandonate, au fost excluse. Această excludere poate duce la o subestimare a emisiilor. Cu toate acestea, studiile anterioare indică faptul că majoritatea emisiilor provin de obicei din segmentul upstream în majoritatea regiunilor de producție (Alvarez et al., 2018; *Global Methane Tracker*, 2025; Scarpelli et al., 2022). În consecință, estimările noastre ar trebui să ofere o estimare rezonabilă a amplitudinii emisiilor, deși contribuția combinată a surselor excluse nu ar trebui neglijată în totalitate. În mod similar, nu există date empirice disponibile privind emisiile din sectorul cărbunelui din România.

Conform EU-MER, România are obligația de a întocmi și publica un inventar complet al sondelor inactive, închise temporar, închise definitiv și abandonate. Din ultimele date publicate de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Mineritului, Petrolului și Stocării Geologice a Dioxidului de Carbon (ANRMPSG), reiese un total de 47.390 de sonde care intră sub incidența Regulamentului (*Inventar sonde (ue) 2024/1787, 2025*). Această cifră va fi actualizată periodic, pe măsură ce procesul de elaborare a inventarului avansează. În primul inventar publicat pentru a respecta termenul limită de 5 august 2025 prevăzut de EU-MER, au fost incluse cel puțin 20 % din totalul sondelor, reprezentând un total de 10.618 de sonde, cu obiectivul de a atinge o acoperire completă (100 %) până în 2030.

Am menționat anterior că evaluarea noastră nu include emisiile provenite de la sondele inactive, închise temporar, închise definitiv sau abandonate. Cu toate acestea, importanța lor potențială nu trebuie subestimată, mai ales având în vedere numărul mare de astfel de sonde. Studii anterioare efectuate în SUA și Canada au demonstrat că sondele abandonate și inactive pot reprezenta o sursă deloc neglijabilă de emisii de metan, contribuind în unele cazuri în mod semnificativ la emisiile de metan din sectorul petrolier și gazier. Măsurătorile efectuate pe teren au arătat rate de emisie extrem de variabile, o mică parte din sonde fiind responsabile pentru majoritatea fluxurilor de metan observate (Kang et al., 2014; Williams et al., 2021). Aceste rezultate sugerează că, acolo unde infrastructura de sonde vechi este extinsă – cum este cazul în anumite părți ale României – o investigație suplimentară a acestei surse ar putea îmbunătăți exhaustivitatea inventarului național de metan. În România, AIE estimează că instalațiile abandonate contribuie cu un total de 52 kt la emisiile totale de metan, aproximativ 20-30 % din emisiile estimate pentru 2023 din sondele active (*Global Methane Tracker 2025 – Analysis, 2025*). Dat fiind că nu s-au efectuat încă măsurători pentru această categorie de infrastructură, o campanie de măsurare care evaluează emisiile de metan provenite de la sondele inactive este în curs de desfășurare, ca parte a proiectului Analiza Globală a Emisiilor de Metan provenite de la sondele de petrol și gaze abandonate finanțat de UNEP. Se preconizează că rezultatele acestui studiu vor oferi o înțelegere mai clară a emisiilor reale asociate cu numărul mare de sonde abandonate din România.

Abordăm pe scurt și emisiile din sectorul cărbunelui și integrăm mai multe surse de date pentru a stabili o estimare independentă a emisiilor generate de exploatarea activă a cărbunelui în România. Această estimare este cu 40 % mai mare decât emisiile provenite din exploatarea activă a cărbunelui raportate în Raportul național privind emisiile (NIR) al țării pentru 2023 și dublul estimării din *Global Methane Tracker 2023* al AIE privind emisiile de metan din România generate de exploatarea cărbunelui. Cu toate acestea, emisiile provenite de la minele de cărbune subterane abandonate din România rămân un subiect esențial pe care nu l-am discutat aici din cauza lipsei de date independente. Emisiile raportate de România provenite din exploatarea activă a cărbunelui sunt semnificative – emisiile MMA sunt principalul factor care contribuie la emisiile fugitive raportate de România din sectorul energetic. Cu toate acestea, aceste date raportate se bazează în întregime pe factori de emisie generici și ar putea fi la fel de bine mai mari sau mai mici decât emisiile MMA reale din România. Este esențial ca astfel de emisii să fie cuantificate cu precizie și, în măsura posibilului, captate și reutilizate – ceea ce va fi impus de Regulamentul UE privind metanul începând cu 2030.

## 5. Perspective economice și de politici publice

Datele independente, fundamentate pe măsurători, sunt esențiale pentru stabilirea unor niveluri de referință precise ale emisiilor și pentru raportarea națională în sectorul petrolier și de gaze din România. Conform celor prezentate anterior în raport, inventarele curente de metan, care se bazează în principal pe date privind activitățile și pe factori de emisie generici, nespecifici fiecărei țări, subestimează emisiile reale și sunt supuse unui grad semnificativ de incertitudine. În consecință, estimările actuale subestimează probabil emisiile reale, ceea ce duce la concluzii eronate atât cu privire la potențialul de atenuare, cât și la progresul înregistrat. Integrarea datelor obținute empiric din măsurători la scară multiplă permite o cuantificare mai precisă a emisiilor și identificarea instalațiilor care generează emisii, precum și a practicilor operaționale. Fără date actualizate, bazate pe observații, nivelul de referință al emisiilor de metan din România rămâne incert, slăbind fundamentul analitic pentru stabilirea unor obiective realiste de reducere sau pentru evaluarea eficacității politicilor de atenuare.

Disponibilitatea - sau absența - datelor actualizate independente afectează în mod direct verificarea emisiilor raportate. În cadrul EU-MER, operatorii trebuie să prezinte rapoarte verificate, bazate pe măsurători. Utilizarea seturilor de date disponibile privind emisiile, bazate pe măsurători, va permite autorităților competente din România să verifice datele raportate de operatori și să identifice eventualele neconcordanțe. Acest lucru nu numai că va îmbunătăți respectarea cerințelor din cadrul EU-MER, ci va consolida și acuratețea și credibilitatea inventarului național al României în conformitate cu UNFCCC.

Regulamentul oferă posibilitatea de a alinia raportarea națională la standardele UE și de a dezvolta capacitatea de a asigura alinierea între raportarea operatorilor, cerințele UE privind MRV și transmiterea inventarelor naționale de GES în cadrul UNFCCC. Pentru implementarea cu succes a EU-MER, sunt necesare protocoale standardizate pentru MRV, care să respecte fie standardele internaționale, fie cele derivate în cadrul EU-MER. Pentru ca procesul de verificare să fie eficient, autoritățile competente trebuie să dispună de un cadru structurat pentru colectarea și compararea datelor. Alinierea datelor măsurate și raportate necesită metodologii transparente și un schimb deschis de date între autoritățile de reglementare, operatori și cercetători independenți.

Din perspectiva industriei, cadrul de reglementare al EU-MER reprezintă atât o provocare, cât și o oportunitate. Pentru a se conforma în mod eficient, companiile trebuie să își consolideze capacitatea de monitorizare, raportare și verificare (MRV). Pe lângă asigurarea conformității, investițiile în sisteme MRV robuste contribuie, totodată, la eficiența operațională prin detectarea și remedierea la timp a scurgerilor, recuperarea produselor și îmbunătățirea performanței de mediu. Inițiativele de colaborare între autoritățile competente, operatori și instituții de cercetare pot accelera implementarea tehnologiilor de măsurare, adoptarea celor mai bune practici internaționale și armonizarea protocoalelor de măsurare în cadrul activelor de petrol și gaze din România.

Reducerea emisiilor de metan oferă una dintre cele mai rentabile soluții pentru atenuarea schimbărilor climatice pe termen scurt. Conform raportului Global Methane Tracker 2025 al Agenției Internaționale pentru Energie, peste 75 % din emisiile de metan din sectorul petrolier și de gaze pot fi reduse din punct de vedere tehnic cu ajutorul tehnologiilor existente, iar aproximativ

40 % pot fi eliminate fără costuri nete, în principal deoarece gazul captat are valoare comercială. GMT evaluează aceste potențiale de reducere la peste 70 % și 45 % pentru România. Printre măsurile standard cu costuri reduse se numără înlocuirea conductelor deschise, reducerea eliberării în atmosferă și a arderii la faclă, îmbunătățirea întreținerii dispozitivelor pneumatice, precum și optimizarea programelor de detectare și remediere a scurgerilor (LDAR).

Pentru România, pot exista beneficii economice substanțiale dincolo de reducerea emisiilor. Captarea și comercializarea gazului care altfel ar fi fost evacuat în atmosferă sau ars la faclă poate genera venituri suplimentare, compensa costurile de reducere a emisiilor și consolida securitatea energetică prin creșterea ofertei interne. În plus, demonstrarea unor reduceri de emisii verificabile, bazate pe măsurători, poate poziționa România într-o poziție competitivă pe piețele energetice europene, unde performanța în materie de metan este din ce în ce mai strâns legată de deciziile comerciale și de investiții.

Datele fundamentate pe măsurători, generate prin campanii precum ROMEO și proiectele viitoare, constituie o bază pentru o analiză economică independentă, bazată pe măsurători, a reducerii emisiilor de metan. Prin cuantificarea emisiilor la nivel de activ, factorii de decizie și investitorii pot identifica unde intervențiile generează cel mai mare randament al investiției. Aceste dovezi pot sta, de asemenea, la baza strategiilor naționale de atenuare. Cu toate acestea, soliditatea oricărei astfel de analize depinde în mod critic de disponibilitatea regulată a datelor empirice actualizate. Fără actualizări frecvente ale măsurătorilor, estimările cost-beneficiu se bazează pe ipoteze depășite și introduc incertitudine atât în politica națională, cât și în planificarea industrială.

Metanul provenit din exploatarea cărbunelui rămâne o sursă semnificativă de emisii, dar adesea insuficient monitorizată. Deși România raportează emisii de metan rezultate din exploatarea minelor de cărbune (MMC) provenite atât din minele de suprafață, cât și din cele subterane, aceste estimări se bazează pe factori de emisie generici, iar datele obținute prin măsurători directe sunt în continuare insuficiente. Datele din Europa Centrală subliniază necesitatea de a remedia această lacună în materie de date.

La fel de importante sunt emisiile provenite de la minele de cărbune abandonate, cunoscute sub denumirea de metan din minele abandonate (MMA). Raportul privind inventarul național (NIR) al României enumeră un număr mare de situri închise sau abandonate, dar amploarea eliberării de metan după închidere rămâne slab cuantificată. Experiența arată că monitorizarea sistematică a MMA și captarea gazului utilizat pentru producerea de energie electrică sau pentru programele de încălzire urbană pot atenua majoritatea acestor emisii. Adoptarea unor abordări similare în România ar putea oferi beneficii atât de mediu, cât și economice.

Captarea gazului MMC sau MMA are valoare comercială și reprezintă o resursă substanțială dacă este valorificată în mod eficient. Pentru România, valorificarea gazului captat ar putea compensa costurile de atenuare, ar contribui la securitatea energetică locală și ar crea oportunități de reamenajare regională în fostele zone miniere.

## 6. Considerații pentru viitor

Se preconizează că în următorii ani se vor înregistra îmbunătățiri semnificative în ceea ce privește precizia și nivelul de detaliere al datelor privind emisiile de metan din sectorul energetic. Implementarea EU-MER va crea un nou ecosistem de date, determinat de cerințele obligatorii de măsurare, raportare și verificare (MRV) impuse operatorilor din sectorul petrolier, gazier și al cărbunelui. Aceste fluxuri de date vor oferi o bază mai fiabilă, fundamentată pe măsurători, pentru inventarele naționale și strategiile de atenuare specifice.

Se estimează că inițiativele de cercetare în curs și planificate, precum campania din cadrul proiectului IM4CA și proiectul SMART-CH4 al Agenției Spațiale Europene (ESA), vor îmbunătăți și mai mult înțelegerea empirică a emisiilor de metan. Aceste proiecte vor implementa abordări de măsurare pe mai multe scări (observații prin satelit, aeriene și terestre), furnizând seturi de date independente care pot ajuta la validarea informațiilor raportate de operatori, la identificarea punctelor fierbinți de emisii și la evaluarea eficacității măsurilor de atenuare. Integrarea acestor sisteme de observare independente în cadrul de raportare și de politici al României va reprezenta un pas esențial către o monitorizare fiabilă și transparentă a metanului.

Acest raport va fi actualizat în trimestrul al treilea al anului 2026, la un an de la raportarea completă a datelor în cadrul EU-MER și odată cu disponibilitatea concluziilor preliminare din alte proiecte și inițiative bazate pe date. Cu această actualizare vom integra noile seturi de date disponibile fundamentate pe măsurători și vom reevalua estimările emisiilor de metan la nivel național și sectorial, ținând cont de precizia îmbunătățită a datelor. Sursele potențiale de date suplimentare includ rezultatele preliminare ale unor inițiative precum IM4CA și Analiza globală a emisiilor de metan provenite din sondele de petrol și gaze abandonate, finanțată de UNEP, în cazul în care seturile de date relevante vor fi disponibile până la momentul următoarei actualizări. Raportările operatorilor români în conformitate cu OGMP 2.0, împreună cu cerințele MRV ale EU-MER, pe măsură ce companiile avansează către niveluri de precizie mai ridicate și furnizează date mai solide, bazate pe măsurători, sunt de asemenea considerate ca fiind surse de îmbunătățire. Cu toate acestea, au apărut deja întârzieri în publicarea primelor rapoarte ale companiilor în conformitate cu EU-MER (prevăzute inițial pentru noiembrie 2025), precum și obstacole în progresul companiilor către OGMP 2.0 privind niveluri de raportare bazate pe măsurători, creând incertitudine în ceea ce privește disponibilitatea acestor date. În cele din urmă, deși pierderea neașteptată a satelitului MethaneSAT în iunie 2025 a eliminat una dintre sursele de măsurare anticipate inițial, rămâne posibilitatea ca datele MethaneSAT neprelucrate sau parțial prelucrate, colectate înainte de pierdere, să devină disponibile și să poată fi integrate în evaluarea actualizată. Dacă vor fi disponibile la timp, aceste date vor completa primul raport și vor oferi o sursă mai solidă pentru a sprijini punerea în aplicare a EU-MER de către factorii de decizie, autoritățile de reglementare și alte părți interesate. Pe lângă MethaneSAT, și alte sisteme de sateliți, precum Carbon Mapper, GHGSat, TROPOMI și misiunile Copernicus, ar putea furniza informații suplimentare în cadrul actualizărilor viitoare. Deși aceste platforme sunt valoroase pentru detectarea unor pete individuale de mari dimensiuni sau pentru observarea tendințelor regionale generale privind metanul, rezoluția spațială actuală, frecvența de revizuire și capacitățile de cuantificare ale acestora nu sunt încă suficiente pentru a susține estimări coerente privind metanul la nivel național pentru România. Pe măsură ce aceste seturi de date și algoritmi de recuperare continuă să evolueze, vom evalua adecvarea lor pentru integrarea în următoarea versiune a acestei evaluări.

Consolidarea eforturilor de reducere a emisiilor de metan în sectorul energetic din România va necesita o colaborare continuă între operatorii din industrie, instituțiile de cercetare și agențiile naționale. Domeniile prioritare includ ameliorarea armonizării datelor și a transparenței între emisiile raportate de operatori și cele măsurate independent; consolidarea capacității tehnice pentru monitorizare, raportare și verificare (MRV) avansate; promovarea implementării tehnologiilor de detectare, măsurare și cuantificare; precum și consolidarea colaborării dintre părțile interesate, astfel încât rezultatele empirice să stea la baza îmbunătățirii inventarelor naționale.

## Anexe

Tabelul A1. Rezumatul datelor privind emisiile de metan (2019-2023).

An	UNFCCC [kt]			
	Gaze naturale	Petrol	Cărbune	Total
2019	55	47	213	315
2020	50	45	219	314
2021	54	44	219	317
2022	48	43	208	299
2023	46	41	201	288

Tabelul A2. Categoriile și sub-categoriile UNFCCC pentru emisiile de metan rezultate din exploatarea cărbunelui, petrolului și gazelor naturale.

Tip combustibil	Cod UNFCCC	Descriere categorie
Cărbune	1B1a	Exploatarea și prelucrarea cărbunelui
	- 1B1ai	Mine subterane
	- 1B1ai1	Exploatare minieră
	- 1B1ai2	Activități post-exploatare
	- 1B1ai3	Mine abandonate subterane
	- 1B1aii	Mine de suprafață
	- 1B1aii1	Exploatare minieră
	- 1B1aii2	Activități post-exploatare
Petrol	1B2a	Petrol
	- 1B2ai	Exploatare
	- 1B2aii	Producție
	- 1B2aiii	Transport
	- 1B2aiv	Prelucrare/rafinare
	- 1B2av	Distribuție
	- 1B2ci1	Evacuare în atmosferă
	- 1b2cii1	Ardere la faclă
Gaze naturale	1B2b	Gaze naturale
	- 1B2bi	Exploatare
	- 1B2bii	Producție
	- 1B2biii	Procesare
	- 1B2aiv	Transport și Depozitare
	- 1B2av	Distribuție

	- 1B2ci2	Evacuare în atmosferă
	- 1b2cii2	Ardere la faclă

Tabelul A3. Emisiile estimate în cadrul analizei noastre și producția anuală de gaze naturale raportată pentru anii 2019, 2021 și 2023.

		2019	2021			2023		
Scenariu de reducere a emisiilor		0 % (Anul de referință)	20 %	40 %	60 %	30 %	50 %	70 %
Emisii anuale și incertitudini (ktons)		320 [220 – 460]	260 [180 – 370]	190 [130 – 280]	130 [90 – 180]	235 [160 – 330]	170 [120 – 250]	120 [80 – 160]
Producția de gaze naturale [bcm]	OMV Petrom	4.4	3.7			3.3		
	Romgaz	5.3	5.0			4.8		
	Total țară*	9.9	8.9			9.2		
Producția de țiței și de GPL [mn tone]	OMV Petrom	3.3	3.1			2.8		
	Total țară*	3.6	3.3			3.0		

\*Sursa datelor: Eurostat (*Statistics | Eurostat*, n.d.)

Tabelul A4. Compararea estimărilor emisiilor de metan din minele de cărbune din România pe baza valorilor NIR Tier 1, a datelor GEM și a modelului bayesian (2020–2023).

MINĂ	PRODUȚIE DE CĂRBUNE (Mt/An)	ANUL DE PRODUCȚIE	VALORILE NIR TIER 1 2023		GEM		MODELUL BAYESIAN		Abatere standard
			Rată de pierdere (kg/ton)	Total emisii (kt/y)	Rată de pierdere (kg/ton)	Total emisii (kt/y)	Rată de pierdere (kg/ton)	Total emisii (kt/y)	
MINELE DE CĂRBUNE JILT	3.9	2020	0.8	3.1	0.8	3.1	1	3.9	0.79
MINA DE CĂRBUNE PINOASA	2	2021	0.8	1.6	0.8	1.6	1	2	1
MINA DE CĂRBUNE ROSIA	3.6	2021	0.8	2.9	0.8	2.9	1	3.6	0.81
MINA DE CĂRBUNE ROSIUTA	3.4	2021	0.8	2.8	0.8	2.8	1	3.4	0.81

MINA DE CĂRBUNE TISMANA	3.6	2021	0.8	2.9	0.8	2.9	1	3.6	0.83
COMPLEXUL ENERGETIC HUNEDOARA	0.3	2023	12	3.6	4.83	1.5	12	3.6	0.071
TOTAL (MINE DE CĂRBUNE ACTIVE)	13*		NA	17	NA	15	NA	NA	NA

\* Totalul combină valorile de producție pentru anii 2021 și 2023, în timp ce Raportul Inventarului Național al României din 2023 raportează 14,6Mt de cărbune produs din exploatarea minelor de suprafață.

## Bibliografie

- Alvarez, R. A., Zavala-Araiza, D., Lyon, D. R., Allen, D. T., Barkley, Z. R., Brandt, A. R., Davis, K. J., Herndon, S. C., Jacob, D. J., Karion, A., Kort, E. A., Lamb, B. K., Lauvaux, T., Maasakkers, J. D., Marchese, A. J., Omara, M., Pacala, S. W., Peischl, J., Robinson, A. L., ... Hamburg, S. P. (2018). *Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain*. *Science*, 361(6398), 186–188. <https://doi.org/10.1126/science.aar7204>
- Annual Reports | Romgaz. (n.d.). Retrieved October 18, 2025, from <https://www.romgaz.ro/en/annual-reports>
- ANRE, 2025. Retrieved October 18, 2025, from <https://anre.ro/wp-content/uploads/2025/04/Raport-monitorizare-piata-gaze-naturale-luna-ianuarie-2025.pdf>
- Chiuzan, E., Dragoescu, R., Ianc, N., Matei, A., & Camarasescu, A. (2022). Methane emissions from the mines belonging to the Hunedoara Energy Complex. *MATEC Web of Conferences*, 354, 00025. <https://doi.org/10.1051/mateconf/202235400025>
- Chiuzan, E., & Matei, A. (2024). Tools available for methane recovery from mines belonging to C.E.H. Petroșani. *MATEC Web of Conferences*, 389, 00007. <https://doi.org/10.1051/mateconf/202438900007>
- Complexul Energetic Valea. (n.d.). *romania-actualitati.ro*. Retrieved November 4, 2025, from <https://www.romania-actualitati.ro/stiri/romania/complexul-energetic-valea-jiului-pregateste-o-noua-serie-de-angajari-in-incercarea-de-a-creste-productia-de-carbune-id190189.html>
- Delre, A., Hensen, A., Velzeboer, I., Van Den Bulk, P., Edjabou, M. E., & Scheutz, C. (2022). Methane and ethane emission quantifications from onshore oil and gas sites in Romania, using a tracer gas dispersion method. *Elementa: Science of the Anthropocene*, 10(1), 000111. <https://doi.org/10.1525/elementa.2021.000111>
- European Commission. (2024). Regulation (EU) 2024/1787 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 on the reduction of methane emissions in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942 Text with EEA relevance. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX%3A32024R1787>
- Fernandez, J. M., Maazallahi, H., France, J. L., Menoud, M., Corbu, M., Ardelean, M., Calcan, A., Townsend-Small, A., van der Veen, C., Fisher, R. E., Lowry, D., Nisbet, E. G., & Röckmann, T. (2022). Street-level methane emissions of Bucharest, Romania and the dominance of urban wastewater. *Atmospheric Environment: X*, 13, 100153. <https://doi.org/10.1016/j.aeaoa.2022.100153>
- Global Coal Mine Tracker. (2024, September 10). *Global Energy Monitor*. <https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-mine-tracker/>

Global Methane Tracker 2025 – Analysis. (2025, May 7). IEA. <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2025>

Implementing the EU Methane Emission Regulation, EUKI. (n.d.). EUKI. Retrieved October 20, 2025, from <https://www.euki.de/en/euki-projects/implementing-the-eu-methane-emission-regulation/>

Alvarez, R. A., Zavala-Araiza, D., Lyon, D. R., Allen, D. T., Barkley, Z. R., Brandt, A. R., Davis, K. J., Herndon, S. C., Jacob, D. J., Karion, A., Kort, E. A., Lamb, B. K., Lauvaux, T., Maasakkers, J. D., Marchese, A. J., Omara, M., Pacala, S. W., Peischl, J., Robinson, A. L., ... Hamburg, S. P. (2018). Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain. *Science*, 361(6398), 186–188. <https://doi.org/10.1126/science.aar7204>

ANRE. (2025). ANRE. <https://anre.ro/wp-content/uploads/2025/04/Raport-monitorizare-piata-gaze-naturale-luna-ianuarie-2025.pdf>

Complexul Energetic Valea. (2025). romania-actualitati.ro. <https://www.romania-actualitati.ro/stiri/romania/complexul-energetic-valea-jiului-pregateste-o-noua-serie-de-angajari-in-incercarea-de-a-creste-productia-de-carbune-id190189.html>

Global Methane Tracker. (2025). IEA. <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2025/understanding-methane-emissions>

Global methane tracker 2025 – analysis. (2025, May 7). IEA. <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2025>

Inventar sonde (ue) 2024/1787. (2025). <https://www.namr.ro/inventar-sonde-etapa-1-confo5rm-regulament-ue-2024-1787/>

Jagoda, P., Nečki, J., Bartyzel, J., Figura-Jagoda, A., Radovici, A., Mereuta, A., Baciu, C., & Roeckmann, T. (2025). *Estimation of methane emissions from gas excavation activities in the Transylvanian Basin, Romania*. (Nos. EGU25-17584). Copernicus Meetings. EGU25. <https://doi.org/10.5194/egusphere-egu25-17584>

OMV Petrom. (2025). *Omv petrom – exploration and production portfolio and locations*. <https://www.omvpetrom.com/en/our-business/exploration-and-production/portfolio-and-locations>

Romania. *National inventory*. (2024). <https://unfccc.int/documents/644934>

ROMGAZ. (2025). *Annual Reports | Romgaz*. <https://www.romgaz.ro/en/annual-reports>

Scarpelli, T. R., Jacob, D. J., Grossman, S., Lu, X., Qu, Z., Sulprizio, M. P., Zhang, Y., Reuland, F., Gordon, D., & Worden, J. R. (2022). Updated Global Fuel Exploitation Inventory (GFEI) for methane emissions from the oil, gas, and coal sectors: Evaluation with inversions of atmospheric methane observations. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 22(5), 3235–3249. <https://doi.org/10.5194/acp-22-3235-2022>

Upstream solution. (2025). Rystad Energy. <https://www.rystadenergy.com/services/upstream-solution>

- Inventar sonde (UE) 2024/1787. (n.d.). Retrieved November 4, 2025, from <https://www.namr.ro/inventar-sonde-etapa-1-conform-regulament-ue-2024-1787/>
- Kang, M., Kanno, C. M., Reid, M. C., Zhang, X., Mauzerall, D. L., Celia, M. A., Chen, Y., & Onstott, T. C. (2014). Direct measurements of methane emissions from abandoned oil and gas wells in Pennsylvania. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 111(51), 18173–18177. <https://doi.org/10.1073/pnas.1408315111>
- Korbeň, P., Jagoda, P., Maazallahi, H., Kammerer, J., Nečki, J. M., Wietzel, J. B., Bartyzel, J., Radovici, A., Zavala-Araiza, D., Röckmann, T., & Schmidt, M. (2022). Quantification of methane emission rate from oil and gas wells in Romania using ground-based measurement techniques. *Elementa: Science of the Anthropocene*, 10(1), 00070. <https://doi.org/10.1525/elementa.2022.00070>
- Kuhlmann, G., Stavropoulou, F., Schwietzke, S., Zavala-Araiza, D., Thorpe, A., Hueni, A., Emmenegger, L., Calcan, A., Röckmann, T., & Brunner, D. (2025). Evidence of successful methane mitigation in one of Europe’s most important oil production region. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 25(10), 5371–5385. <https://doi.org/10.5194/acp-25-5371-2025>
- Luca, A. M. (2018, July 18). Romanian Dies in Mine’s Second Collapse This Year. *Balkan Insight*. <https://balkaninsight.com/2018/07/18/romanian-coal-mine-collapses-second-time-in-a-year-07-18-2018/>
- Maazallahi, H., Stavropoulou, F., Sutanto, S. J., Steiner, M., Brunner, D., Mertens, M., Jöckel, P., Visschedijk, A., Denier van der Gon, H., Dellaert, S., Velandia Salinas, N., Schwietzke, S., Zavala-Araiza, D., Ghemulet, S., Pana, A., Ardelean, M., Corbu, M., Calcan, A., Conley, S. A., ... Röckmann, T. (2025). Airborne in situ quantification of methane emissions from oil and gas production in Romania. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 25(3), 1497–1511. <https://doi.org/10.5194/acp-25-1497-2025>
- MacKay, K., Lavoie, M., Bourlon, E., Atherton, E., O’Connell, E., Baillie, J., Fougère, C., & Risk, D. (2021). Methane emissions from upstream oil and gas production in Canada are underestimated. *Scientific Reports*, 11(1), 8041. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-87610-3>
- Methane release from inactive oil and gas wells in Romania—Preliminary results. (n.d.). DGGV. Retrieved October 18, 2025, from <https://www.dggv.de/e-publikationen/methane-release-from-inactive-oil-and-gas-wells-in-romania-preliminary-results/>
- OMV Petrom. (n.d.). OMV Petrom – Exploration and Production Portfolio and Locations. Retrieved October 18, 2025, from <https://www.omvpetrom.com/en/our-business/exploration-and-production/portfolio-and-locations>

- Riddick, S. N., & Mauzerall, D. L. (2023). Likely substantial underestimation of reported methane emissions from United Kingdom upstream oil and gas activities. *Energy & Environmental Science*, 16(1), 295–304. <https://doi.org/10.1039/D2EE03072A>
- Romania. 2024 National Inventory Document (NID) | UNFCCC. (n.d.). Retrieved October 18, 2025, from <https://unfccc.int/documents/644934>
- Seymour, S., Xie, D., Kang, M., Schwietzke, S., Zavala-Araiza, D., & Hamburg, S. (2025). Methane emission intensity metrics: Unmasking the trade-offs. Research Square. <https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-6753363/v1>
- Statistics | Eurostat. (n.d.). Retrieved November 4, 2025, from [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/page/NRG\\_CB\\_GAS](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/page/NRG_CB_GAS)
- Stavropoulou, F., Vinković, K., Kers, B., de Vries, M., van Heuven, S., Korbeň, P., Schmidt, M., Wietzel, J., Jagoda, P., Necki, J. M., Bartyzel, J., Maazallahi, H., Menoud, M., van der Veen, C., Walter, S., Tuzson, B., Ravelid, J., Morales, R. P., Emmenegger, L., ... Röckmann, T. (2023). High potential for CH<sub>4</sub> emission mitigation from oil infrastructure in one of EU's major production regions. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 23(18), 10399–10412. <https://doi.org/10.5194/acp-23-10399-2023>
- Tibrewal, K., Ciais, P., Saunio, M., Martinez, A., Lin, X., Thanwerdas, J., Deng, Z., Chevallier, F., Giron, C., Albergel, C., Tanaka, K., Patra, P., Tsuruta, A., Zheng, B., Belikov, D., Niwa, Y., Janardan, R., Maksyutov, S., Segers, A., ... Sciare, J. (2024). Assessment of methane emissions from oil, gas and coal sectors across inventories and atmospheric inversions. *Communications Earth & Environment*, 5(1), 26. <https://doi.org/10.1038/s43247-023-01190-w>
- Tomescu, C., Ianc, N., & Stanila, S. (2024). Restructuring substantial increase in natural gas reserves by coalbed methane (CBM) recovery. *MATEC Web of Conferences*, 389, 00033. <https://doi.org/10.1051/mateconf/202438900033>
- Upstream Solution. (n.d.). Rystad Energy. Retrieved October 22, 2025, from <https://www.rystadenergy.com/services/upstream-solution>
- van de Schoot, R., Kaplan, D., Denissen, J., Asendorpf, J. B., Neyer, F. J., & van Aken, M. A. G. (2014). A Gentle Introduction to Bayesian Analysis: Applications to Developmental Research. *Child Development*, 85(3), 842–860. <https://doi.org/10.1111/cdev.12169>
- Williams, J. P., Regehr, A., & Kang, M. (2021). Methane Emissions from Abandoned Oil and Gas Wells in Canada and the United States. *Environmental Science & Technology*, 55(1), 563–570. <https://doi.org/10.1021/acs.est.0c04265>

---

Environmental Defense Fund  
257 Park Avenue South  
New York, NY 10010

T 212 505 2100  
[EDF.org](https://www.edf.org)

New York, NY / Austin, TX / Bentonville, AR / Boston, MA / Boulder, CO / Raleigh, NC /  
Sacramento, CA San Francisco, CA / Washington, DC / Beijing, China / La Paz, Mexico /  
London, UK