

OMV Petrom Teleconferința T4 2025 – Transcript al sesiunii de Întrebări și Răspunsuri

OMV Petrom și-a publicat rezultatele pentru ianuarie – decembrie și T4 2025 pe 4 februarie 2026. Conferința telefonică pentru investitori și analiști a fost transmisă în direct prin audio-webcast la ora locală 15:00. **Mai jos este transcrierea sesiunii de întrebări și răspunsuri, cu editări pentru lizibilitate și clarificări / adăugiri incluse între paranteze.**

Întrebare de la Oleg Galbur (ODDO-BHF): Vă mulțumesc pentru prezentare și pentru oportunitatea de a adresa întrebări. Am trei întrebări. Le voi pune pe rând, pentru că sunt lungi și nu vreau să pierd detalii.

Prima mea întrebare se referă la cheltuielile de investiții (CAPEX) pentru 2025. Puteți comenta diferența dintre îndrumarea cea mai recentă pentru 2025 din octombrie anul trecut, când estimați un CAPEX organic de 8 miliarde lei, și cifra raportată astăzi de 7,7 miliarde lei? De unde provine această diferență?

De asemenea, puteți explica de ce în situația fluxurilor de trezorerie apare un CAPEX semnificativ mai mic pentru 2025, de doar 6,8 miliarde lei? Înseamnă aceasta că ieșirea de numerar în 2026 ar putea fi semnificativ mai mare decât îndrumarea dvs. de CAPEX organic de 9 miliarde lei? Aceasta ar fi prima mea întrebare.

Răspuns de la Alina Popa (Director Financiar): Întotdeauna încercăm să estimăm cât mai bine posibil. Cu toate acestea, în realitate, există multe lucruri care pot interveni. Deci, într-adevăr, suntem puțin sub estimarea noastră de CAPEX față de cea mai recentă îndrumare. Avem multe proiecte, după cum apreciați, multe proiecte în curs de desfășurare și multe estimări cu procente de finalizare, motiv pentru care nu putem fi foarte exacti. Facem tot posibilul. Deci nu există un motiv particular pe care să-l pot evidenția din această perspectivă. Pur și simplu realitatea nu coincide întotdeauna perfect cu estimarea.

În ceea ce privește situația fluxurilor de trezorerie, valoarea CAPEX-ului este întotdeauna ajustată cu nivelul de datorii la finalul și începutul perioadei. Din această perspectivă, avem plăți pe etape pentru multe dintre proiectele noastre majore, în timp ce CAPEX-ul este recunoscut pe bază de procent de realizare.

Da, putem vedea același lucru și în 2026. Nu pot spune că mă aștept la o diferență semnificativă față de cei 9 miliarde lei din această perspectivă, dar există întotdeauna o diferență între CAPEX-ul recunoscut pe bază de procent de realizare și ieșirile de numerar bazate pe etape, în funcție de contracte.

Întrebare de la Oleg Galbur: Am înțeles. Mulțumesc. A doua întrebare se referă la costurile de producție din E&P. Am dificultăți în a înțelege îndrumarea dvs. pentru opex/bep, mai ales în comparație cu îndrumarea OMV, care se așteaptă la un opex/bep mai ridicat în acest an. Puteți oferi mai multe detalii cu privire la elementele din spatele îndrumării dvs., pentru a înțelege de ce vă așteptați la o valoare medie mai redusă anul acesta față de anul trecut, mai ales ținând cont de mediul economic și de faptul că se așteaptă în continuare o inflație ridicată în România, probabil mai mult de 5%, plus scăderea producției dvs. care continuă, iar taxa pe construcții este încă în vigoare?

Iar a treia întrebare este foarte scurtă, referitoare la îndrumarea privind producția. Dacă puteți furniza o defalcare pentru scăderea producției la petrol și condensat, respectiv gaze naturale pentru 2026, ar fi foarte util.

Christina Verchere (Director General): Alina va răspunde referitor la costurile de producție, iar Cristi la îndrumarea privind producția pentru 2026.

Răspuns de la Alina Popa: Oleg, în privința opex/bep, avem în derulare un număr semnificativ de programe de eficientizare și reducere a costurilor. Acestea acoperă diverse teme, încercăm să ne simplificăm amprenta, să automatizăm, să reducem complexitatea și așa mai departe. În funcție de cât de reușite vor fi aceste programe de eficiență, vom vedea în ce măsură vom coborî sub 17. În îndrumare am pus peste 16, tocmai pentru a semnala că ne dorim să reducem costul; totul depinde de succesul eforturilor noastre de a îmbunătăți performanța privind costurile de producție.

Oleg Galbur: Am înțeles, succes!

Alina Popa: Mulțumim, avem nevoie!

Răspuns de la Cristian Hubati (membru al Directoratului Explorare & Producție):

Referitor la îndrumarea privind producția. După cum știți, 2025 a fost al doilea cel mai bun an din ultimii 8 ani în ceea ce privește declinul producției, lucru de care suntem mândri.

Pe parcursul anului am avut opriri programate ale facilităților de producție, un proces normal pentru mentenanța și siguranța operațională. În T4 2025, producția a fost afectată în special de declinul natural al zăcămintelor mature și de una dintre cele mai mari facilități, Hurezani, unde mentenanța a avut perioade de desfășurare diferite: în T3 în 2024, iar în 2025, mai târziu, în T4. Aceasta a fost compensată de contribuția reparațiilor capitale la sonde și a sondelor noi.

Cu toate acestea, producția de petrol și condensat a scăzut cu 7% față de anul precedent; o performanță mult mai bună a fost la gaze naturale, aceasta a fost aproape stabilă.

Pentru 2026, menținem îndrumarea la peste 100.000 bep/zi, ținând cont și de impactul vremii din T1, care e destul de sever, și de niște sincop.

Întrebare de la Oleg Galbur: Reformulez rapid: vă așteptați ca producția de gaze naturale să scadă sau să rămână constantă în 2026?

Răspuns de la Cristian Hubati: Ne așteptăm la o performanță mai bună la gaze naturale decât la petrol, lucru dovedit și de rezultatele din 2025.

Întrebare de la Ioana Andrei (UniCredit Bank): Am câteva întrebări. Prima, privind noile cote de redevențe și modificările la taxarea suplimentară la gaze naturale, cum e precizat în raport. Puteți detalia modificările privind taxarea suplimentară? Și ne puteți oferi o estimare privind impactul noii cote de redevențe onshore pentru 2026?

A doua, referitor la actualizarea îndrumării privind producția din E&P pentru 2030 de 170.000 boe/zi. Puteți clarifica ce anume determină creșterea? Este din declin natural mai redus sau poate din creșterea producției Neptun Deep? Și dacă puteți oferi noua estimare a declinului natural pe cel puțin mai mult de un an.

Și încă una legată de dividende. Desigur că a fost o surpriză plăcută propunerea unui dividend special la acest moment. Reflectă aceasta o schimbare de calendar sau considerați și alte dividende speciale în a doua parte a anului?

Christina Verchere: Alina, poate răspunzi la 1 despre redevențe, apoi despre dividende. Iar Cristi despre producția din E&P.

Răspuns de la Alina Popa: Într-adevăr, la final de decembrie am anunțat principiile agreeate cu statul român; obiectivul nostru principal a fost prelungirea licențelor de producție cu 15 ani, ceea ce e foarte important având în vedere nivelul de investiții planificat.

Am agreeat principiile și obiectivele, dar nu toate detaliile sunt stabilite. Lucrăm cu autoritățile și estimăm că în T1 2026 vom putea oferi toate detaliile necesare pentru a estima corect impactul.

Am comunicat, iar în privința redevențelor vorbim de o creștere de 40% la redevențe pentru active onshore, dar nu putem oferi detalii acum despre taxarea suplimentară. Credem că aceste detalii vor fi disponibile la final de T1, când vom finaliza toate aspectele legale și contractuale cu statul român.

Întrebare de la Ioana Andrei: La final, să ne așteptăm la un impact pozitiv sau neutru din taxarea suplimentară la gaze naturale? Cum ar trebui să o percepem?

Răspuns de la Alina Popa: Va fi o ajustare a taxei, adică o scădere, dar per total nu va compensa majorarea redevențelor. Deci, per ansamblu, impact negativ pentru companie.

Acum trec la întrebarea a doua, despre dividende. Logica anunțului de astăzi e că, în contextul investițiilor-record, vrem totodată să oferim claritate că ne respectăm politica privind dividendul. A ne respecta politica privind dividendul înseamnă nu doar să oferim un dividend de bază crescător, ci și unul special, pentru a atinge nivelul minim de 40% din fluxul de trezorerie din activitatea de exploatare, așa cum am anunțat (pentru dividendul de bază plus cel special).

De aceea am considerat că e mai clar și transparent să anunțăm ambele cifre împreună acum, pentru claritate. Pentru că într-un an cu investiții record e important ca dividendele să fie la nivelul minim. Respectăm astfel și îndrumarea și politica de dividende, ținând cont și de contextul macroeconomic provocator în care operăm. Deci anul acesta anunțul include ambele dividende – de bază și special.

Răspuns de la Cristian Hubati: Referitor la ținta de producție pentru 2030, de peste 170.000 bep/zi, este o ambiție. Am menționat și anterior, e o țintă foarte ambițioasă din partea noastră. Ne axăm pe compensarea

declinului natural prin foraj, reparații capitale la sonde și NFO-uri („Near Field Opportunities” – oportunități în vecinătatea zăcămintelor existente). Știți că campaniile și NFO-urile au fost de succes în ultimii ani.

În ceea ce privește activitatea tradițională de gaze, cum am precizat și anterior, ne așteptăm la un declin mai mic. Vedem rezultate mai bune. Ritmul de creștere anuală este pozitiv; vizăm +1% cu o producție de 60.000 bep/zi în 2030. La petrol, ne așteptăm la o scădere de 2% în 2030, până la 40.000 bep/zi. Toate valorile sunt fără Neptun.

Întrebare de la Ioana Andrei: Puteți repeta pentru gaze? La gaze tradiționale, cât e producția?

Răspuns de la Cristian Hubati: La tradițional, cum am spus, 60.000, fără Neptun.

Întrebare de la Jonathan David Lamb (Wood & Co): Mai am o întrebare despre dividende. Mă așteptam ca dividendele să fie practic la fel ca pentru 2024. Faptul că ați redus dividendul total cu 10%, ce ne spune despre cum vedeți fluxul de trezorerie din anul acesta? Sunteți îngrijorați de nivelul de îndatorare? Eu cred că nu sunteți îngrijorați, pare că aveți un bilanț foarte solid.

Răspuns de la Alina Popa: Adevărat - am considerat că este corect ca rezultatele mai scăzute să fie reflectate și în dividende mai mici, având în vedere și nivelul ridicat de CAPEX. Totuși, anul acesta suntem pe o poziție netă de numerar, dar estimăm că la final de an vom ajunge în jur de zero sau chiar la o poziție de datorie netă. Deci spre final de an, la începutul anului viitor, ajungem la o poziție de datorie netă. În acest an, vedem multe provocări macro, privind prețurile mărfurilor. Și, luând în considerare ciclul în care ne aflăm, cu investiții foarte mari, mergem cu nivelul minim al îndrumării privind dividendul.

Aceasta a fost logica. Ne respectăm promisiunea - în medie 50% din fluxul de trezorerie din activitatea de exploatare va merge către acționari pe perioada strategiei. Dar în anul cu investiții maxime, mergem cu 40%.

Întrebare de la Daniela Mandru (Swiss Capital): Am o întrebare despre dividende. Am văzut că estimați pentru acest an un flux de trezorerie extins înainte de dividende negativ. Deci, în acest context, din profitul anului curent ar fi normal să nu se acorde dividende sau, altfel, probabil veți avea nevoie să vă îndatorați pentru a plăti dividendele. Deci, întrebarea e: veți plăti dividende și anul viitor din profitul pe 2026?

Apoi a doua întrebare, despre rezultatele ultimului trimestru. Nu am înțeles. Sincer, pentru mine a fost o surpriză că ați înregistrat acel impozit pe profit amânat ca venit de aproape 350 milioane lei. Am presupus că o parte din acele elemente speciale sunt deductibile. Poate puteți clarifica.

Și o încă o întrebare privind cheltuielile de producție (opex). De fapt, care sunt țintele voastre? Am înțeles că sperați să reduceți costurile operaționale anul acesta, dar nu știu, aveți un minim/maxim? Pentru că ați spus că totul depinde de... Dar poate aveți niște scenarii. Un minim și maxim al reducerii, ceva de acest gen, care să ne ajute să estimăm nivelul opex pentru 2026.

Christina Verchere: Alina, poate vrei să răspunzi la primele două despre dividende, impozitul pe profit amânat; și răspund eu la cea despre opex.

Răspuns de la Alina Popa: La dividende, vom respecta în continuare politica privind dividendul, care prevede minimum 40% din fluxul de trezorerie din activitatea de exploatare. Când am spus că fluxul de trezorerie extins va fi negativ, ne-am referit la fluxul de trezorerie din activitatea de exploatare minus fluxul de trezorerie din activitatea de investiții. Pentru că avem cel mai mare nivel de investiții din istorie, da, vom avea un flux de trezorerie extins negativ, dar dividendul va fi acordat pe baza fluxului de trezorerie din activitatea de exploatare, minimum 40%. Deci, răspunsul direct e da, vom continua să acordăm dividende, respectând politica - minimum 40% din fluxul de trezorerie din activitatea de exploatare.

În ce privește întrebarea a doua privind impozitul pe profit amânat, este într-adevăr parte din elementele speciale. Judeci ce e de așteptat pe baza informațiilor preliminare disponibile. Când e vorba de cheltuieli de mediu și abandonare, pe care am anunțat că le vom avea - le vom suporta din surse proprii. Estimarea la acest moment este că acestea vor fi tratate din punct de vedere fiscal așa cum tratăm toate costurile noastre legate de mediu. Adică, acestea vor fi deductibile fiscal. De aceea, pe această bază, am constituit o creanță privind impozitul pe profit amânat pentru această sumă.

Răspuns de la Christina Verchere: Voi vorbi aici un pic despre costurile operaționale. Am anunțat anterior că ținta noastră este să scoatem 150 milioane EUR din baza de costuri între 2024-2027. Aproximativ 20% din baza de costuri. Nu există nicio îndoială că e foarte dificil, dar cred că o parte importantă în ADN-ul OMV Petrom este disciplina financiară și de capital foarte puternică. Lucrăm intens la asta. Alina și Cristi au vorbit de aspectele pe care le abordăm pentru a putea face aceste lucruri. Avem în vedere tot ce înseamnă eficiența, activitățile de contractare, numărul de angajați.

Am redus dimensiunea companiei cu circa 1.000 de oameni anul acesta, predominant prin programe de plecări voluntare și pensionări. Acționăm prin toate pârghiile pe care le avem la dispoziție pentru a ne asigura că ajungem la o bază de costuri corect dimensionată pentru mărimea companiei. Este multă concentrare și muncă, dar sunt încrezătoare că vom fi capabili să livram.

Pentru modelare: luați 2024 și restatați până în 2027, scoateți 150 milioane EUR din baza de costuri. Desigur, vor exista presiuni suplimentare de creștere la unele elemente, dar aceasta este partea principală a țintei la care dorim să ajungem.

Întrebare de la Daniela Mandru: dar aici, anul trecut, dacă ne uităm la opex, a crescut ca valoare absolută. Deci nu a scăzut în termeni reali. Da, spuneți 150 milioane EUR pe trei ani, deci ar trebui ca aceste sume să scadă opex. Acest opex scade cu circa 50 milioane EUR pe an, în medie.

Răspuns de la Christina Verchere: Înțeleg. Desigur, ne concentrăm pe ceea ce putem controla. Nu putem controla cursul valutar. Nici taxa pe construcții, nici alte lucruri de acest gen. Ne preocupăm de ceea ce e în controlul nostru. Deci, da, vor fi unele impedimente, lucruri care nu sunt neapărat în controlul nostru. Dar acestea sunt țintele de performanță pe care le avem.

Întrebare de la Daniela Mandru: Am observat că anul acesta va fi impactat și de creșterea cheltuielilor de investiții de explorare la 0,3 miliarde lei. Încerc, dar este dificil, încerc să estimez cheltuielile de explorare derivate din aceste cheltuieli de investiții de explorare. Ați oferit o îndrumare privind cheltuielile de investiții de explorare de 300 milioane lei. Aș dori să știu care va fi cheltuiala de explorare pentru acest an, partea ce se trece prin Contul de Profit și Pierdere (P&L)? Aceasta este întrebarea mea.

Răspuns de la Christina Verchere: La pagina 11 din Noutăți Investitori, estimăm circa 300 milioane lei cheltuieli de investiții de explorare. Impactul în P&L va depinde, desigur, de rezultatele explorării. Deci desigur că ne dorim să fie un succes. Dar vorbim despre explorare. Iar aceasta este explorare în ape de mare adâncime, are un profil de risc diferit. Impactul din P&L se va vedea odată cu rezultatele explorării. Cred că este de menționat că în trecut am avut activitate de explorare mult mai redusă. Am avut multă activitate de explorare cu ocazia pregătirilor și a descoperirilor în Pelican Sud și Domino din Neptun. Pe onshore am făcut explorare, dar mult mai puțin, față de cea din apele de mare adâncime. Acum e mult mai semnificativ, ceea ce urmează să facem de acum încolo. Vom vedea ce se întâmplă.

Întrebare de Laura Simion (BRD GSG): Prima e despre realocarea CAPEX-ului pentru acest an, 1 miliard lei către segmentele legate de gazul natural tradițional și dezvoltarea regională. Implică asta costuri crescute la Neptun Deep sau unde se direcționează acest CAPEX suplimentar?

A doua e legată de segmentul de rafinare – ați indicat vânzări cu amănuntul constante și creșteri de vânzări totale de produse rafinate, deci creșterea provine din segmentul comercial.

Răspuns de la Christina Verchere: Despre realocarea CAPEX: nu e o realocare către Neptun Deep, proiectul Neptun Deep este în grafic, ca buget și calendar. E doar o schimbare de CAPEX, dar doar în E&P; E&P merge foarte bine, inclusiv pe onshore. Să vedem și cum evoluează explorările. Dar nu, nu e pentru Neptun Deep.

Răspuns de la Radu Caprău (membru al Directoratului Rafinare & Marketing): Într-adevăr am indicat vânzări cu amănuntul constante în 2026, în context de presiune a prețurilor, în special din creșterea accizelor din ultimul an și cea de la 1 ianuarie. Asta așteptăm la vânzările cu amănuntul, iar vânzările totale de produse rafinate vor fi mai mari pentru că rafinăria va funcționa la capacitate maximă, în timp ce în 2025 au fost săptămâni cu opriri planificate, deci volum mai mic. Acum recuperăm și punem aceste volume pe piață, de aici vine creșterea vânzărilor totale de produse rafinate.

Întrebare de la Tamas Pletser (Erste Bank): Două întrebări de la mine. Prima, când estimați anunțarea rezultatelor explorării Han Asparuh?

A doua întrebare, ce anticipați privind liberalizarea pieței gazelor naturale? Ne putem aștepta la un impact similar cu cel din liberalizarea pieței de energie electrică pentru segmentele Gaze & Energie și Explorare & Producție sau nu? Presupun că nu, dar sunt curios ce urmează să spuneți despre acest lucru.

Christina Verchere: Dau cuvântul lui Cristi pentru că legat de Han Asparuh, azi suntem "live" cu vești legate de prima rundă, apoi lui Franck despre liberalizarea pieței gazelor naturale.

Răspuns de la Cristian Hubati: Cum știți, avem o campanie de explorare în Bulgaria la Han Asparuh cu două sonde. Am început forajul la sonda Vinekh în decembrie 2025. Am atins adâncimea totală. Primele rezultate ale sondei nu sunt conforme cu așteptările. Oricum, datele de foraj sunt în analiză, analizăm dacă trebuie să facem teste suplimentare la sondă.

Următorul prospect din cadrul campaniei este Krum, unde vizăm un alt rezervor și planificăm începerea forajului în T1 2026. Având în vedere strategia de vânzare a unei părți din deținere (farm-down) de la Han Asparuh, costul sondei Vinekh pentru noi este de circa 30 milioane EUR.

Întrebare de la Tamas Pletser: Aveți o dată când puteți veni cu rezultate către piață, cu potențialul?

Răspuns de la Cristian Hubati: Cât mai curând posibil? Nu vreau să promit și să întârziem apoi. Scurtă corecție: 15 milioane EUR, nu 30 - acesta e costul Vinekh pentru noi.

Întrebare de la Tamas Pletser: 15 milioane EUR, aceasta e partea dvs. de CAPEX de explorare?

Răspuns de la Cristian Hubati: Exact.

Răspuns de la Christina Verchere: spre aducere aminte, avem o strategie de farm down. Când vin parteneri noi, de obicei preiau o parte din costuri, astfel expunerea financiară pentru noi este redusă, în această situație, ceea ce e normal în strategia de farm down, la nivel de management general al riscului.

Răspuns de la Franck Neel (membru al Directoratului Gaze & Energie): În ceea ce privește liberalizarea pieței gazelor naturale, estimăm de la 1 aprilie 2026. În T1 rămânem cu piață reglementată, cu un plafon maxim pentru producția de gaze naturale destinată segmentului B2C (business to customers, populație) și termoficare. Ne așteptăm ca, din 1 aprilie, acest plafon să fie eliminat.

În ceea ce privește impactul financiar, da, este dificil de estimat, dar e diferit față de cel în cazul energiei electrice. Pentru segmentul Gaze & Energie nu e un impact semnificativ, pentru că noi suntem o organizație de vânzări pentru E&P.

La E&P impactul diferă între a vinde la preț plafonat și a avea acces la piața liberă; depinde de prețul pe piața liberă. La acest moment, dacă ne uităm la prețurile vară/iarnă, suntem pe la ~150 lei/MWh. Mai e și impactul fiscal și impozitarea finală, cum spunea Alina, până la sfârșit de T1. Trebuie să înțelegem clar aceste detalii înainte de a estima impactul liberalizării vs. reglementare. E dificil de evaluat acum.

Simona Crutu (Manager departament Relația cu Investitorii): Dacă nu mai sunt întrebări online, avem câteva întrebări offline primite via email, le voi citi, dacă este OK și cu dvs. Prima este despre marjele de rafinare. Îndrumarea e de 9 USD/baril pentru 2026 vs. 12,4 USD în 2025. Ce determină scăderea? Marjele sau aspecte specifice companiei?

A doua: când veți foră Anaconda-1? Ce potențial de resurse are, dacă va fi de succes?

A treia: traiectoria de producție la Neptun Deep. Detalii privind data de pornire a producției și profilul de producție până la platou? Ce dată pentru primul gaz a fost asumată în îndrumarea de producție medie de peste 130 mii bep/zi din 2027-2028?

Răspuns de la Radu Căprau: Nu vorbim de motive specifice companiei pentru indicatorul de marjă de rafinare. De fapt, sunt factori de piață. Vedem 2026 pe o pantă descendentă, cu transportul rutier sub presiune. Totuși, indicatorul de marjă de rafinare rămâne peste media ultimilor 5 ani. În ianuarie, evoluțiile au confirmat aceste estimări ale noastre. În plus, estimăm o temperare suplimentară în februarie-martie față de anul trecut.

Deci credem că USD9/baril este o estimare robustă pe baza fundamentelor de piață. Creșteri posibile pot apărea în contextul opririi unor rafinării rusești, raționalizări de capacitate în Europa și SUA, precum și bineînțeles incertitudinile de natură geopolitică.

Răspuns de la Cristian Hubati: Anaconda e o sondă de explorare la circa 40 km sud-est de blocul Neptun Deep. Planificăm forajul după finalizarea celui din Neptun Deep, puteți extrapola perioada.

Neptun Deep – primul gaz. După cum știți, ținta e 2027. Permiteți-ne să avansăm cu proiectul. Este un proiect intens, anul acesta e foarte încărcat pe partea de execuție. Pe măsură ce avansăm, vom comunica mai multe detalii pe parcursul anului. Sunt dornic să comunic, dar e nevoie să facem progrese.

Disclaimer

Acest document nu constituie, și nu este destinat să constituie sau să facă parte, și nu ar trebui să fie interpretat ca reprezentând sau ca făcând parte din nicio ofertă actuală de vânzare sau de emisiune de acțiuni, sau ca o solicitare de ofertă de cumparare sau subscriere pentru nicio acțiune emisă de către Societate sau oricare dintre filialele sale în orice jurisdicție, sau ca o încurajare pentru a intra în activități de investiții; de asemenea, prezentul document sau orice parte a acestuia sau faptul că a fost pus la dispoziție nu poate fi invocat sau constitui o bază în orice fel pentru cele de mai sus. Nici o parte a acestui document, nici faptul distribuirii sale nu trebuie să facă parte din sau să nu fie invocate în legătură cu un contract sau o decizie de investiții referitoare la acesta; nici nu constituie o recomandare cu privire la valorile mobiliare emise de Societate.

Informațiile și opiniile conținute în acest document și orice alte informații discutate în acest document sunt furnizate la data prezentului document și, prin urmare, au un caracter preliminar, nu au fost verificate independent și pot face obiectul actualizării, revizuirii, modificării sau modificării fără notificare prealabilă. În cazul în care acest document citează orice informații sau statistici din orice sursă externă, nu trebuie interpretat că Societatea le-a adoptat sau asumat ca fiind corecte și ca au fost verificate în mod independent de către aceasta.

Oricare ar fi scopul, nu trebuie să se pună bază pe informațiile conținute în acest document, sau de orice alt material discutat verbal. Nicio declarație sau garanție, expresă sau implicită, nu este dată cu privire la acuratețea, corectitudinea și caracterul actual al informațiilor sau opiniilor conținute în acest document sau al caracterului complet al acestuia, și nicio responsabilitate nu este acceptată pentru aceste informații, pentru nicio pierdere rezultată oricum, direct sau indirect, în urma utilizării acestui document sau a unei părți a acestuia sau reieșind din acesta.

Aceast document poate conține declarații anticipative. Aceste declarații reflectă cunoștințele actuale ale Societății precum și așteptările și previziunile despre evenimente viitoare și pot fi identificate în contextul unor asemenea declarații sau prin cuvinte ca "anticipează", "crede", "estimează", "așteaptă", "intenționează", "planifică", "proiectează", "întinde", "poate", "va fi", "ar fi", "ar putea" sau "ar trebui" sau terminologie similară.

Prin natura lor, declarațiile anticipative sunt supuse unui număr de riscuri și incertitudini, dintre care multe sunt dincolo de controlul Societății, care ar putea face ca rezultatele și performanța reală a Societății să difere semnificativ de orice rezultate sau performanțe viitoare așteptate exprimate sau implicate de orice declarații anticipative.

Niciuna dintre proiecțiile, așteptările, estimările sau perspectivele viitoare din prezentul document nu ar trebui considerată în special ca previziuni sau promisiuni și nici nu ar trebui să fie considerate ca implicând vreo indicație, asigurare sau garanție că ipotezele pe baza cărora au fost pregătite astfel de proiecții, așteptări, estimări sau perspective viitoare sau informațiile și declarațiile conținute aici sunt exacte sau complete. Ca urmare a acestor riscuri, incertitudini și ipoteze, nu ar trebui, în special, să vă bazați pe aceste declarații anticipative ca predicție a rezultatelor reale sau altfel. Acest document nu pretinde să conțină toate informațiile care pot fi necesare cu privire la Societate sau acțiunile sale și, în orice caz, fiecare persoană care primește acest document trebuie să facă o evaluare independentă.

Compania nu își asumă nicio obligație publică de a publica rezultatele oricăror revizui ale oricăror declarații anticipative din acest document care pot apărea din cauza oricărei modificări a așteptărilor sale sau pentru a reflecta evenimente sau circumstanțe ulterioare datei acestei prezentări.

Răspunsurile conținute de acest document sunt proprietatea Companiei și nici acest document și nici o parte a acestuia nu pot fi reproduse sau redistribuite de nicio altă persoană.