

Éléments financiers

03



- 44** → Rapport d'audit des commissaires aux comptes sur les états financiers annuels
- 50** → Rapport de gestion du Conseil d'administration
- 52** → États financiers
- 57** → Annexe aux états financiers

Rapport d'audit contractuel des commissaires aux comptes

sur les états financiers annuels IFRS

Aux Actionnaires de la société TotalEnergies EP Gabon,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale ordinaire, nous vous présentons notre rapport sur les états financiers relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2022, sur le contrôle des états financiers annuels de la société TotalEnergies EP Gabon, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Ces états financiers ont été arrêtés par le Conseil d'administration le 22 mars 2023 sur la base des éléments disponibles à cette date.

Opinion

Nous avons effectué l'audit des états financiers annuels de la société TotalEnergies EP Gabon, comprenant l'état de la situation financière au 31 décembre 2022, le compte de résultat, le tableau des flux de trésorerie, ainsi que les notes annexes. Ces états financiers annuels présentent un total bilan de 3.120 M\$ et un bénéfice net de l'exercice de 340 M\$.

À notre avis, les états financiers annuels sont réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la société à la fin de cet exercice conformément aux règles et méthodes comptables selon le référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union Européenne.

Fondement de l'opinion

Nous avons effectué notre audit selon les Normes internationales d'audit (ISA). Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont plus amplement décrites dans la section « Responsabilités du commissaire aux comptes relatives à l'audit des états financiers annuels » du présent rapport. Nous sommes indépendants de la société TotalEnergies EP Gabon conformément au Code de déontologie des professionnels comptables du Conseil des normes internationales de déontologie comptable (le Code de l'IESBA) et les règles d'indépendance qui encadrent le commissariat aux comptes et nous avons satisfait aux autres responsabilités éthiques qui nous incombent selon ces règles.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Points clés de l'audit

Les points clés de l'audit sont les points qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants lors de l'audit des états financiers de la période en cours. Les points ainsi portés s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble, arrêtés dans les conditions rappelées précédemment, et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

RISQUE IDENTIFIÉ

Comme présenté dans la note 6 de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2022, les actifs non courants sont composés des immobilisations incorporelles (MUSD 65), des immobilisations corporelles (MUSD 1 804) et des sommes placées sur les comptes dédiés en prévision des travaux futurs de restitution des sites (MUSD 295).

La société réalise des tests de dépréciation sur ces actifs lorsqu'un indice de perte de valeur est identifié, ces tests étant réalisés au niveau des unités génératrices de trésorerie (UGT) concernées, qui regroupent les champs ou groupement de champs d'hydrocarbures intégrant les actifs industriels permettant la production, le traitement et l'évacuation des hydrocarbures.

La valeur d'utilité d'une UGT est déterminée sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés, dans le cadre des hypothèses économiques et des conditions d'exploitation prévues par la direction générale de la société. Les principales hypothèses d'évaluation prises en compte par la société dans l'évaluation de la valeur d'utilité, comprennent le prix futur des hydrocarbures, le prix du carbone futur, les coûts opérationnels futurs, les estimations des réserves d'hydrocarbures et le taux d'actualisation après impôts.

Comme décrit dans l'annexe aux comptes dans la note « Principaux jugements et estimations comptables » et la note 17 « Dépréciations d'actifs », la société retient une trajectoire de prix du pétrole qui, à compter de 2030, converge vers le prix retenu en 2050 par le scénario NZE de l'AIE, soit 24,5 \$₂₀₂₂ par baril et, pour le gaz, des prix qui se stabilisent d'ici 2027 et jusqu'en 2040 à des niveaux plus faibles qu'actuellement, pour converger ensuite vers les prix du scénario NZE de l'AIE en 2050. Par ailleurs, TotalEnergies EP Gabon intègre à partir de 2024, un prix minimum du carbone de 100 \$/t, inflaté de 2 % l'an à partir de 2028.

Les dépréciations d'actifs non courants au titre de 2022 se sont élevées à MUSD 65 en résultat opérationnel et 29 en résultat net.

Afin d'évaluer la résilience du portefeuille à différents paramètres, des sensibilités à plusieurs hypothèses ont été déterminées par la direction, dont une sensibilité à une baisse de 10 % et 20 % du prix des hydrocarbures utilisés sur toute la durée de vie des actifs ainsi qu'à un prix du carbone de 200 \$/t, inflaté de 2 % l'an à partir de 2028.

Nous avons considéré l'évaluation des actifs non courants des activités d'exploration et de production comme un point clé de l'audit dans la mesure où l'appréciation par la Direction des hypothèses présentées ci-dessus comporte une part de jugement élevée, s'agissant de projections liées à des événements futurs.

NOTRE RÉPONSE

Nous avons pris connaissance, évalué la conception et testé l'efficacité opérationnelle de certains contrôles mis en place par la société pour répondre au risque d'anomalie significative relatif à l'évaluation de la dépréciation des actifs non courants des activités d'exploration et de production. Nos travaux ont inclus le test des activités de contrôle portant sur l'identification d'indices de perte de valeur et la détermination des principales hypothèses retenues par la direction sous-tendant la valeur recouvrable des actifs testés.

Nos travaux ont consisté principalement à :

- analyser l'existence d'indices de perte de valeur sur ces actifs, une baisse significative de la production, la promulgation d'une nouvelle loi fiscale, l'impact de nouvelles hypothèses de prix des hydrocarbures ou du prix du carbone, y compris en lien avec l'ambition de TotalEnergies d'atteindre la neutralité carbone d'ici à 2050 ensemble avec la société ;
- confronter les scénarios de prix des hydrocarbures retenus par la société à des informations sectorielles publiques (AIE, brokers et consultants lorsque pertinent) ; en particulier le prix relatif aux scénarii APS et NZE, considérés par l'AIE comme compatibles avec l'Accord de Paris ;
- analyser les hypothèses de prix du carbone incluses dans les flux de trésorerie, notamment en les comparant aux données actuelles de marché et en les confrontant aux informations sectorielles publiques (notamment AIE) ;
- apprécier la cohérence des dates de fin de production appliquées dans les prévisions de flux de trésorerie avec celles prévues dans les contrats au titre des fins de licence ;
- comparer les hypothèses principales (prix futur des hydrocarbures, prix du carbone futur, coûts opérationnels futurs, estimations des réserves d'hydrocarbures, taux d'actualisation après impôt et dividendes futurs attendus) à celles incluses dans les analyses, les budgets et les prévisions approuvés par la direction et le Conseil d'administration ;
- apprécier la cohérence des hypothèses de coûts opérationnels futurs en calculant des ratios coûts/production, et notamment en les comparant d'année en année ;
- rapprocher les profils de production retenus avec les réserves prouvées et probables d'hydrocarbures établies dans le cadre des processus internes de la Société ;
- recalculer, avec nos experts en évaluation, le taux d'actualisation après impôt utilisé par la direction et le confronter aux taux retenus par des analystes de marché ;
- apprécier la cohérence des taux d'impôt retenus par rapport aux régimes fiscaux applicables et aux contrats pétroliers en vigueur ;
- évaluer les informations fournies dans la note 17 « Dépréciation d'actifs » de l'annexe aux comptes incluant celles relatives aux sensibilités du résultat opérationnel et du résultat net aux scénarios des prix des hydrocarbures et du prix du carbone.

Rapport d'audit contractuel des commissaires aux comptes

sur les états financiers annuels IFRS

Incidence de l'estimation des réserves prouvées et prouvées développées d'hydrocarbures sur l'amortissement des actifs pétroliers en production

RISQUE IDENTIFIÉ

Comme présenté dans le paragraphe « Estimation des réserves d'hydrocarbures » de la note « Principaux jugements et estimations comptables » de l'annexe aux comptes, l'estimation des réserves prouvées et prouvées développées d'hydrocarbures est importante pour la mise en œuvre de la méthode dite des « successful efforts » appliquée pour la comptabilisation des activités pétrolières de la Société. La note 6 de l'annexe aux comptes indique que selon cette méthode, les actifs pétroliers sont amortis selon la méthode de l'unité de production, basée soit sur les réserves prouvées d'hydrocarbures, soit sur les réserves prouvées développées d'hydrocarbures. Ces réserves sont estimées par les ingénieurs pétroliers de la Société au regard des pratiques sectorielles et des règles SEC (Securities and Exchange Commission).

Les principales hypothèses utilisées par la Société pour estimer les réserves prouvées et prouvées développées d'hydrocarbures pour calculer l'amortissement des actifs pétroliers en production pour l'exercice clos au 31 décembre 2022 comprennent les données de géoscience et d'ingénierie utilisées pour la détermination des quantités des gisements, les modalités contractuelles qui déterminent la part des réserves revenant à la société et le prix des hydrocarbures.

Nous avons considéré l'incidence de l'estimation des réserves prouvées et prouvées développées d'hydrocarbures sur l'amortissement des actifs pétroliers en production comme un point clé de l'audit dans la mesure où l'appréciation par la direction des hypothèses utilisées par la Société comporte une part de jugement élevée en raison de leur nature incertaine.

NOTRE RÉPONSE

Nous avons pris connaissance, évalué la conception et testé l'efficacité opérationnelle de certains contrôles pour répondre au risque d'anomalie significative relatif à l'amortissement des actifs pétroliers en production, fonction des réserves prouvées et prouvées développées d'hydrocarbures. Nos travaux ont inclus le test de certains contrôles sur la détermination et l'évaluation des réserves, et la prise en compte des modalités contractuelles qui permettent de déterminer la part des réserves prouvées et prouvées développées d'hydrocarbures revenant à la Société.

Nos travaux sur l'estimation des réserves par la Société ont consisté principalement à :

- étudier les qualifications et l'objectivité des ingénieurs pétroliers de la société en charge de l'estimation des réserves ;
- analyser les principales variations des réserves prouvées et prouvées développées d'hydrocarbures par rapport à la clôture de l'exercice précédent ;
- rapprocher les productions réelles de 2022 des productions attendues initialement ;
- analyser les données contractuelles qui permettent de déterminer les réserves prouvées et prouvées développées d'hydrocarbures jusqu'à la date d'expiration des contrats et, le cas échéant, les raisons conduisant la Société à considérer que le renouvellement de ce droit est raisonnablement certain ;
- apprécier la cohérence des dates de fin de production utilisées dans le calcul des amortissements avec celles prévues dans les contrats au titre des fins de licence et dans les prévisions de flux de trésorerie utilisées pour les tests de dépréciation ;
- étudier la méthodologie utilisée par la Société pour estimer les réserves prouvées et prouvées développées d'hydrocarbures en lien avec la réglementation de la SEC et la moyenne annuelle des prix de 2022.

Responsabilités du Conseil d'administration relatives aux états financiers annuels

Les états financiers annuels ont été établis et arrêtés par le Conseil d'administration du 22 mars 2023 sur la base des éléments disponibles à cette date.

Le Conseil d'administration est responsable de la préparation des états financiers conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union Européenne, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou d'erreurs.

Lors de la préparation des états financiers annuels, il incombe au Conseil d'administration d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de communiquer, le cas échéant, les questions relatives à la continuité de l'exploitation et d'appliquer le principe comptable de continuité d'exploitation, sauf si le Conseil d'administration a l'intention de mettre la Société en liquidation ou de cesser ses activités ou s'il n'existe aucune autre solution alternative réaliste qui s'offre à elle.

Il incombe au Conseil d'administration de surveiller le processus d'élaboration de l'information financière de la Société.

Responsabilités du commissaire aux comptes relatives à l'audit des états financiers annuels

Nos objectifs sont d'obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, et d'émettre un rapport d'audit contenant notre opinion.

L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, qui ne garantit toutefois pas qu'un audit réalisé conformément aux normes « ISA » permettra de toujours détecter toute anomalie significative existante.

Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsqu'il est raisonnable de s'attendre à ce que, prises individuellement ou en cumulé, elles puissent influencer les décisions économiques que les utilisateurs des états financiers annuels prennent en se fondant sur ceux-ci.

Nos responsabilités pour l'audit des états financiers annuels sont décrites de façon plus détaillée dans l'annexe A du présent rapport du commissaire aux comptes.

Fait à Libreville, le 13 avril 2023

Les Commissaires aux Comptes

Yves FUMANAL
Expert-comptable
agrégé CEMAC EC94

ERNST & YOUNG

Erik Watremez
Expert-comptable
agrégé CEMAC EC540

Annexe A portant responsabilités du commissaire aux comptes

relatives à l'audit contractuel des états financiers

Dans le cadre de nos diligences, nous nous conformons successivement :

- aux exigences des Normes Internationales d'Audit (ISA) et ;
 - aux obligations spécifiques selon le référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union Européenne.
- De manière plus détaillée,
- nous nous conformons aux règles d'éthique relatives à l'audit des états financiers annuels édictées par le Code de déontologie des professionnels comptables du Conseil des normes internationales de déontologie comptable (le code de l'IESBA) et les règles d'indépendance qui encadrent le commissariat aux comptes ;
 - nous faisons preuve d'esprit critique qui implique d'être attentifs aux éléments probants qui contredisent d'autres éléments probants recueillis, aux informations qui remettent en cause la fiabilité de documents et de réponses apportées aux demandes de renseignements à utiliser en tant qu'éléments probants, aux situations qui peuvent révéler une fraude possible, aux circonstances qui suggèrent le besoin de mettre en œuvre des procédures d'audit en supplément de celles requises par les Normes ISA ;
 - nous faisons preuve de jugement professionnel lors de la conduite de l'audit en particulier pour les décisions portant sur le caractère significatif et le risque d'audit, la nature, le calendrier et l'étendue des procédures d'audit à mettre en œuvre pour satisfaire les diligences requises par les normes ISA et pour recueillir des éléments probants, le fait de déterminer si des éléments probants suffisants et appropriés ont été recueillis, et si des travaux supplémentaires sont nécessaires pour atteindre les objectifs des normes ISA et, par voie de conséquence, les objectifs généraux de l'auditeur, l'évaluation des jugements de la direction portant sur le suivi du référentiel comptable applicable, le fondement des conclusions tirées des éléments probants recueillis, par exemple l'appréciation du caractère raisonnable des évaluations faites par la direction lors de l'établissement des états financiers ;
 - nous préparons tout au long de l'audit une documentation qui fournisse une trace suffisante et appropriée des travaux, fondements de notre rapport d'audit et des éléments démontrant que l'audit a été planifié et réalisé selon les Normes ISA et dans le respect des exigences législatives et réglementaires applicables ;
 - nous identifions et évaluons les risques que les états financiers comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, concevons et mettons en œuvre des procédures d'audit en réponse à ces risques, et réunissons des éléments probants suffisants et appropriés pour fonder notre opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative résultant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
 - nous recueillons, le cas échéant, des éléments probants suffisants et appropriés concernant le respect des dispositions des textes législatifs et réglementaires dont il est admis qu'elles ont une incidence directe sur la détermination des données chiffrées significatives enregistrées et l'information fournie dans les états financiers, mettons en œuvre des procédures d'audit spécifiques visant à identifier les cas de non-respect d'autres textes législatifs et réglementaires qui peuvent avoir une incidence significative sur les états financiers, et apporter une réponse appropriée aux cas avérés ou suspectés de non-respect des textes législatifs et réglementaires identifiés au cours de l'audit ;
 - nous fournissons également au Conseil d'administration une déclaration précisant que nous nous sommes conformés aux règles de déontologie pertinentes concernant l'indépendance, et leur communiquons, le cas échéant, toutes les relations et les autres facteurs qui peuvent raisonnablement être considérés comme susceptibles d'avoir une incidence sur notre indépendance ainsi que les sauvegardes connexes. Parmi les points communiqués au Conseil d'administration, nous déterminons quels ont été les plus importants lors de l'audit des états financiers de la période considérée : ce sont les points clés de l'audit. Nous décrivons ces points dans notre rapport, sauf si la loi ou la réglementation en empêchent la communication ou si, dans des circonstances extrêmement rares, nous déterminons que nous ne devrions pas communiquer un point dans notre rapport parce que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les conséquences néfastes de la communication de ce point dépassent les avantages qu'elle aurait au regard de l'intérêt public ;
 - nous prenons connaissance du contrôle interne de la société afin de définir des procédures d'audit appro-

priées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de la société. Lorsque des faiblesses significatives sont identifiées, nous les communiquons à la direction, le cas échéant, au Conseil d'administration ;

- nous évaluons l'incidence sur l'audit des anomalies relevées et l'incidence sur les états financiers des anomalies non corrigées, s'il en existe. Nous les communiquons au niveau approprié de la direction, à moins que ceci ne lui soit interdit par la loi ou la réglementation ;
- nous apprécions le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que des informations y afférentes fournies par cette dernière ;
- nous apprécions la présentation d'ensemble, la structure et le contenu des états financiers, y compris les informations fournies dans les notes, et apprécions si les états financiers reflètent les opérations et événements sous-jacents d'une manière propre à donner une image fidèle ;
- nous identifions les relations et des transactions avec les parties liées, que le référentiel comptable applicable établisse ou non des règles en la matière, pour être en mesure de relever des facteurs de risque de fraudes, s'il en existe, découlant de relations et de transactions avec les parties liées, qui sont pertinents pour l'identification et l'évaluation des risques d'anomalies significatives provenant de fraudes, et conclure, sur la base des éléments probants recueillis, si les états financiers, pour autant qu'ils soient affectés par ces relations et ces transactions sont présentés sincèrement ou ne sont pas trompeurs. En outre, lorsque le référentiel comptable applicable contient des règles concernant les parties liées, nous recueillons les éléments probants suffisants et appropriés pour déterminer si les relations et les transactions avec les parties liées ont été correctement identifiées et comptabilisées dans les états financiers et si une information pertinente les concernant a été fournie dans ceux-ci ;
- nous recueillons les éléments probants suffisants et appropriés montrant que les événements survenus entre la date des états financiers et la date de notre rapport, nécessitant un ajustement des états financiers ou une information à fournir dans ceux-ci, ont fait l'objet d'un traitement approprié dans les états financiers conformément au référentiel comptable applicable ;
- nous concluons quant au caractère approprié de l'utilisation par la direction du principe comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments probants recueillis, quant à l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou situations susceptibles de jeter un doute important sur la capacité de la Société à poursuivre son exploitation. Si nous concluons à l'existence d'une incertitude significative, nous sommes tenus d'attirer l'attention des lecteurs de notre rapport sur les informations fournies dans les états financiers au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas adéquates, d'exprimer une opinion modifiée. Nos conclusions s'appuient sur les éléments recueillis jusqu'à la date de notre rapport ;
- nous obtenons des déclarations écrites de la Direction Générale et, le cas échéant, du Conseil d'administration, confirmant que celle-ci considère avoir satisfait à ses responsabilités relatives à l'établissement des états financiers ainsi qu'à l'exhaustivité des informations qui nous ont été fournies. En outre, nous confrontons d'autres éléments probants relatifs aux états financiers ou à des assertions spécifiques contenues dans ceux-ci au moyen de ces déclarations écrites si nous estimons nécessaire ou si celles-ci sont requises par d'autres normes ISA ;
- nous nous assurons, tout au long de l'audit, que l'égalité entre les associés est respectée, notamment que toutes les actions d'une même catégorie bénéficient des mêmes droits ;
- nous devons signaler à la plus prochaine Assemblée Générale, les irrégularités et les inexactitudes relevées lors de l'audit. En outre, nous devons signaler au ministère public les faits délictueux dont nous avons eu connaissance au cours de l'audit, sans que notre responsabilité puisse être engagée par cette révélation ;
- nous avons l'obligation du respect du secret professionnel pour les faits, actes et renseignements dont nous avons eu connaissance.

Rapport de gestion du Conseil d'administration

Commentaires sur le compte de résultat (IFRS)

Au quatrième trimestre, TotalEnergies EP Gabon a prolongé son partenariat avec la République gabonaise en signant un nouvel avenant à sa Convention d'Établissement et un nouveau Contrat d'Exploitation et de Partage de Production (CEPP) sur le permis Baudroie-Mérou Marine G5-143.

Compte tenu de ces éléments, le résultat net de l'exercice 2022 s'établit à 340 M\$, contre 33 M\$ pour l'exercice 2021. Il est impacté positivement par un produit d'impôts différés lié à l'aménagement de la fiscalité conclu avec la République gabonaise, la hausse des prix moyens des bruts vendus par la société, la baisse des coûts d'exploitation et des amortissements. Et, négativement, par la baisse des volumes vendus, la hausse de la charge d'impôts et par une charge exceptionnelle de dépréciation d'actifs (29 M\$ après impôts) constatée au 4^e trimestre 2022.

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires de l'exercice 2022 s'élève à 521 M\$ en baisse de 20 % par rapport à l'exercice 2021 (655 M\$). Cette variation reflète la diminution des volumes de brut vendus par TotalEnergies EP Gabon ainsi que l'absence de revenus des services de traitement et stockage consécutive à la cession du terminal pétrolier du Cap Lopez, partiellement compensées par la hausse du prix moyen de vente sur la période.

Achats, nets de variation de stocks

Les achats, nets de variations de stocks, comprennent les achats de brut à des tiers dans le cadre de l'activité négoce de la Société, la redevance minière acquittée sur le brut produit ainsi que l'impact comptable de la variation de la position stock (sur/sous-enlèvement). La baisse de 56 % sur un an résulte principalement de la baisse des achats d'hydrocarbures au tiers et de la redevance minière.

Autres charges d'exploitation

Les charges d'exploitation sont en baisse de 9 % principalement grâce au programme de réduction des coûts de production mis en œuvre par la Société.

Charges d'exploration

L'activité d'exploration est non significative en 2022.

Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers

Les amortissements des immobilisations corporelles et droits miniers sont en hausse de 15 % par rapport à 2021, principalement en raison de la charge exceptionnelle de dépréciation d'actifs (65 M\$).

Autres produits

Les autres produits, en 2022, incluent uniquement un ajustement non significatif du prix de la cession d'actifs non opérés et du terminal du Cap Lopez à Perenco Oil and Gas Gabon.

Autres charges

Le poste autres charges comprend la Provision pour Investissements Diversifiés et la Provision pour Investissements dans les Hydrocarbures (PID-PIH) mais également le solde des exceptions d'audit sur le permis Baudroie G5-90 au titre des années 2019 à 2021.

Coût de l'endettement financier

Le coût de l'endettement financier ressort en un produit de 9 M\$ en 2022 contre une charge de 2 M\$ en 2021. Il est principalement constitué des intérêts sur nos excédents de trésorerie et du coût financier des contrats de location (IFRS 16).

Autres produits financiers

Le poste autres produits financiers intègre les pertes et profits de change. En 2022, le profit de change s'établit à 7 M\$ contre 5 M\$ en 2021.

Autres charges financières

Ce poste comprend principalement l'accrétion des provisions pour remise en état des sites. Le montant pour l'exercice 2022, en baisse par rapport à l'exercice précédent, s'établit à -13 M\$. Il reflète la variation des coûts des travaux futurs, et du taux d'actualisation.

Produit (charge) d'impôt

Le produit d'impôt de 215 M\$ présenté au compte de résultat en 2022 comprend une charge d'impôts courants de 56 M\$ et un produit d'impôts différés de 270 M\$.

Affectation du résultat

Le Conseil d'administration a décidé de proposer à l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires, convoquée le 31 mai 2023, la distribution d'un dividende de 22,22 dollars par action, soit 100 M\$ pour l'ensemble des actionnaires.

le déclin naturel des champs. Une description de ces risques figure aux pages 30 à 32 du Rapport financier annuel 2022.

Flux de trésorerie de financement

La Société a procédé à la mise en paiement de dividendes en 2022, respectivement de 16,67 \$ par action le 10 juin 2022 et de 55,56 \$ par action le 30 septembre 2022. Le service du dividende correspondant s'est élevé à 325 M\$ pour l'ensemble de l'exercice.

Commentaires sur le tableau de flux de trésorerie

Trésorerie

Compte tenu du service du dividende et des investissements pétroliers, la variation de trésorerie de TotalEnergies EP Gabon est de -228 M\$ en 2022, contre 462 M\$ en 2021.

Flux de trésorerie d'exploitation

TotalEnergies EP Gabon a généré un flux de trésorerie d'exploitation de 225 M\$ sur l'année 2022, en baisse de 34 % par rapport à 2021 (339 M\$) en raison du recul des volumes vendus et de l'augmentation du besoin en fonds de roulement sur l'année.

Flux de trésorerie d'investissement

Les investissements pétroliers s'élèvent à 101 M\$, en hausse de 55 % par rapport à 2021. Ils comprennent principalement le paiement des droits miniers relatif aux dispositions du contrat d'exploitation et de partage de production Baudroie-Mérou Marine G5-143 au 4^e trimestre 2022, de la préparation d'une campagne d'intervention sur les puits, des travaux d'intégrité sur les sites, diverses opérations sur les installations et études dont celles relatives à la réduction de l'empreinte carbone sur nos activités.

Les investissements pétroliers de la Société demeurent soumis aux risques habituels de marché (en particulier la sensibilité aux prix du pétrole, aux taux de change du dollar par rapport à l'euro et au franc CFA), aux risques industriels et environnementaux liés à la nature même des activités sur lesquelles portent ces investissements, ainsi qu'aux risques liés à l'exploration et à la production pétrolière et gazière, en particulier

Compte de résultat (en k\$)

Exercice		2022	2021	2020
Chiffre d'affaires	note 1	521 359	654 932	434 933
Achats, nets de variation de stocks	note 2	(73 784)	(166 460)	(119 409)
Autres charges d'exploitation	note 2	(112 419)	(123 967)	(171 429)
Charges d'exploration	note 2	20	(51)	(181)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	note 2	(209 313)	(181 681)	(377 377)
Autres produits	note 3	1 868	(121 064)	2 945
Autres charges	note 3	(5 268)	(15 330)	(1 500)
Coût de l'endettement financier	note 4	9 291	(1 955)	(3 929)
Autres produits financiers	note 4	6 853	5 067	(7 190)
Autres charges financières	note 4	(12 513)	(23 693)	(29 288)
Produit / (Charge) d'impôt	note 5	214 284	7 238	184 959
RÉSULTAT NET		340 378	33 037	(87 465)
Nombre d'actions		4 500 000	4 500 000	4 500 000
RÉSULTAT NET PAR ACTION (en \$) ⁽¹⁾		75,64	7,34	(19,43)

⁽¹⁾ Le résultat net par action correspond au rapport entre le résultat net et le nombre d'actions en circulation au cours de l'exercice (la Société ne détient pas d'action). Le résultat net dilué n'est pas présenté car aucun instrument dilutif n'est à reporter par la Société.

Résultat global (en k\$)

Exercice	2022	2021	2020
Résultat net	340 378	33 037	(87 465)
Autres éléments du résultat global			
(Pertes) et gains actuariels	-	6 509	
Effet d'impôts	-	(4 979)	
RÉSULTAT GLOBAL	340 378	34 567	(87 465)

Bilan (en k\$)

Au 31 décembre		2022	2021	2020
ACTIF				
Actifs non courants				
Immobilisations incorporelles	note 6	64 895	7 788	9 261
Immobilisations corporelles	note 6	1 803 660	1 974 550	2 350 937
Autres actifs non courants	note 6	305 814	310 450	308 330
Total actifs non courants		2 174 369	2 292 788	2 668 528
Actifs courants				
Stocks	note 7	23 795	23 748	42 408
Clients et comptes rattachés	note 8	118 987	110 473	204 155
Autres créances	note 8	118 428	102 684	64 212
Trésorerie et équivalents de trésorerie	note 9	683 991	911 627	450 052
Actifs destinés à être cédés	note 6	-	-	392 052
Total actifs courants		945 200	1 148 532	1 152 879
TOTAL ACTIF		3 119 570	3 441 320	3 821 407
PASSIF				
Capitaux propres				
Capital		76 500	76 500	76 500
Primes et réserves consolidées		1 733 410	1 718 228	1 702 149
Total des capitaux propres	note 10	1 809 410	1 794 728	1 778 649
Passifs non courants				
Impôts différés (y/c IFRIC 23)	note 5	695 492	965 517	930 846
Engagements envers le personnel	note 11	4 740	7 060	11 595
Provisions et autres passifs non courants	note 12	391 388	434 721	727 927
Dettes financières non courantes	note 9	12 416	10 639	1 821
Total des passifs non courants		1 104 036	1 417 937	1 672 189
Passifs courants				
Fournisseurs et comptes rattachés	note 8	95 363	96 905	93 462
Autres créditeurs et dettes diverses	note 8	81 864	99 069	106 116
Dettes financières courantes	note 9	28 397	32 682	21 225
Passifs relatifs aux actifs destinés à être cédés	note 9	-	-	149 766
Total des passifs courants		205 624	228 656	370 569
TOTAL PASSIF		3 119 570	3 441 320	3 821 407

Tableau de flux de trésorerie (en k\$)

Au 31 décembre	2022	2021	2020
FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION			
Résultat net	340 378	33 037	(87 465)
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	209 313	181 681	377 377
Provisions et impôts différés	(279 794)	(64 319)	(209 500)
(Plus) / Moins-values sur cessions d'actifs	(1 868)	121 064	(2 945)
Diminution / (Augmentation) du besoin en fonds de roulement	(43 047)	67 927	34 685
Flux de trésorerie d'exploitation	224 981	339 390	112 152
FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT			
Investissements corporels et incorporels	(100 911)	(65 111)	(60 272)
Augmentation des prêts non courants	(11 397)	(6 736)	(9 216)
Investissements	(112 308)	(71 847)	(69 488)
Produits de cession d'actifs corporels et incorporels		210 996	2 945
Remboursement de prêts non courants	11 350	8 701	5 406
Désinvestissements	11 350	219 697	8 351
Flux de trésorerie d'investissement	(100 958)	147 850	(61 137)
FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT			
Dividendes payés	(325 035)	(20 250)	(249 480)
Émission nette d'emprunts non courants	-	-	-
Variation des dettes financières courantes	(26 625)	(5 415)	(52 134)
Flux de trésorerie de financement	(351 659)	(25 665)	(301 614)
Augmentation / (Diminution) de la trésorerie	(227 637)	461 575	(249 599)
Trésorerie en début de période	911 627	450 052	699 651
TRÉSORERIE À FIN DE PÉRIODE	683 991	911 627	450 052

Tableau de variation des capitaux propres (en k\$)

	Capital	Primes & réserves	Total des capitaux propres
CAPITAUX PROPRES AU 01/01/2020	76 500	2 036 810	2 113 310
Résultat de l'exercice	-	(87 465)	(87 465)
Autres éléments du résultat global	-		
Résultat global	-	(87 465)	(87 465)
Distribution des dividendes	-	(249 480)	(249 480)
Autres éléments	-	2 284	2 284
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2020	76 500	1 702 149	1 778 649
Résultat de l'exercice	-	33 037	33 037
Autres éléments du résultat global	-		
Résultat global	-	33 037	33 037
Distribution des dividendes	-	(20 250)	(20 250)
Autres éléments	-	3 292	3 292
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2021	76 500	1 718 228	1 794 728
Résultat de l'exercice	-	340 378	340 378
Autres éléments du résultat global	-		
Résultat global	-	340 378	340 378
Distribution des dividendes	-	(325 035)	(325 035)
Autres éléments	-	(161)	(161)
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2022	76 500	1 733 410	1 809 410

Annexe aux états financiers

TotalEnergies EP Gabon est une société anonyme de droit gabonais qui a été constituée en 1949. La Société a pour activités la recherche et l'exploitation des gisements d'hydrocarbures sous toutes leurs formes, la production et la commercialisation d'électricité sous toutes ses formes.

La Société est constituée d'un seul secteur opérationnel au sens de la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ». Sa monnaie fonctionnelle est le dollar américain (dollar).

Les comptes annuels de TotalEnergies EP Gabon au 31 décembre 2022 ont été arrêtés par le Conseil d'administration du 22 mars 2023. Ils sont soumis pour approbation à l'Assemblée générale des actionnaires du 31 mai 2023.

La monnaie de présentation des états financiers est le dollar américain. Les montants sont arrondis au millier de dollars le plus proche, sauf indication contraire.

- 58** → Base de préparation des états financiers
- 58** → Principaux jugements et estimations comptables
- 59** → Changement climatique et transition écologique
- 60** → Jugements en cas de transactions non couvertes par des normes ou interprétations
- 60** → Événements significatifs
- 60** → Règles et méthodes comptables
- 61** → NOTE 1. Chiffre d'affaires
- 62** → NOTE 2. Charges d'exploitation et amortissements
- 63** → NOTE 3. Autres produits et autres charges
- 63** → NOTE 4. Coût de l'endettement, autres produits financiers et autres charges financières
- 64** → NOTE 5. Impôts
- 65** → NOTE 6. Actifs non courants
- 68** → NOTE 7. Stocks et en-cours
- 69** → NOTE 8. Créances et dettes
- 72** → NOTE 9. Disponibilités et endettement
- 72** → NOTE 10. Capitaux propres
- 73** → NOTE 11. Charges et avantages au personnel
- 75** → NOTE 12. Passifs non courants
- 76** → NOTE 13. Éléments relatifs au tableau de flux de trésorerie
- 77** → NOTE 14. Parties liées
- 77** → NOTE 15. Rémunération des organes d'administration et de direction
- 78** → NOTE 16. Engagements hors bilan et passifs éventuels
- 80** → NOTE 17. Dépréciation d'actifs
- 82** → NOTE 18. Risques
- 83** → NOTE 19. Commissaires aux comptes

Base de préparation des états financiers

Les états financiers de TotalEnergies EP Gabon sont présentés en dollar américain (dollar) et sont établis en conformité avec les normes comptables internationales IFRS (*International Financial Reporting Standards*) telles qu'adoptées par l'Union européenne et les normes IFRS telles que publiées par l'IASB (*International Accounting Standards Board*) au 31 décembre 2022.

Les principes comptables appliqués pour les comptes consolidés au 31 décembre 2022 sont identiques à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2021. Aucune évolution normative n'a dû être appliquée par anticipation par la Société.

Les comptes de TotalEnergies EP Gabon sont impactés par l'environnement économique. La Société a tenu compte de l'impact de cet environnement, en particulier sur l'amortissement et la dépréciation de ses actifs pétroliers (voir note 17 « Dépréciations d'actifs » et note 6.2 « Immobilisations corporelles »).

Principaux jugements et estimations comptables

La préparation des états financiers selon les normes IFRS pour la clôture au 31 décembre 2022 requiert de la part de la Direction générale le recours à des estimations, hypothèses et jugements, qui affectent l'information présentée dans les états financiers et leurs notes annexes. Ces estimations, hypothèses et jugements sont basés sur l'expérience passée et d'autres facteurs considérés comme raisonnables à la date de préparation des états financiers. Ils sont régulièrement revus par la direction générale et peuvent donc être sensiblement révisés en cas de changement des circonstances ou à la suite de nouvelles informations.

Des estimations, hypothèses et jugements différents pourraient avoir des impacts significatifs sur l'information présentée. Les réalisations définitives pourraient également être différentes des montants inclus dans

les données financières et leurs notes annexes.

Les principales estimations, hypothèses et jugements mis en œuvre dans le cadre de la préparation des états financiers et de leurs notes annexes sont détaillés ci-après. Ils doivent être revus en parallèle des notes annexes associées auxquelles il est fait référence dans chacun des paragraphes.

Estimation des réserves d'hydrocarbures

L'estimation des réserves d'hydrocarbures est importante pour la mise en œuvre de la méthode dite des *successful efforts* utilisée par la Société pour la comptabilisation de ses activités pétrolières.

Les réserves d'hydrocarbures de la Société sont estimées par les ingénieurs pétroliers de la Société conformément aux pratiques sectorielles et aux règles SEC (*U.S. Securities and Exchange Commission*).

Les réserves prouvées sont celles qui, par l'analyse de données de géosciences et d'ingénierie, peuvent être, avec une certitude raisonnable, estimées (à compter d'une certaine date, à partir de gisements connus et selon les conditions économiques, méthodes d'exploitation et réglementations gouvernementales existantes) récupérables avant la date d'expiration des contrats accordant le droit d'exploitation à moins que des éléments n'attestent que le renouvellement de ce droit est raisonnablement certain, et ce, quelle que soit la méthode, déterministe ou probabiliste, utilisée pour cette estimation.

Les réserves d'hydrocarbures prouvées sont établies sur la base d'un prix moyen annuel de référence calculé à partir de la moyenne arithmétique du prix des premiers jours de chaque mois de l'année, à l'exception des cas où les prix sont définis contractuellement, sans actualisation. La Société réévalue ses réserves d'hydrocarbures au moins une fois par an pour l'ensemble de ses droits miniers.

La méthode comptable des *successful efforts* ainsi que les droits miniers et immobilisations corporelles de la Société sont présentés en note 6 « Actifs non courants ».

Dépréciation d'actifs

Dans le cadre de la détermination de la valeur recouvrable des actifs pour les tests de dépréciation (IAS 36), les estimations, hypothèses et jugements concernent principalement les scénarios de prix des hydrocarbures, les coûts opératoires, les volumes de production et les réserves prouvées de pétrole et de gaz. Les estimations et hypothèses, utilisées par la Direction générale, sont déterminées en lien avec TotalEnergies SE. Elles prennent en compte les condi-

tions économiques et des analyses d'experts externes à la Société. Le taux d'actualisation est revu chaque année. En 2022, la Société a eu recours à une dépréciation de ses actifs du fait que la valeur nette des actifs était supérieure à sa valeur recouvrable ou de marché. Cette situation est présentée dans la note 17 « Dépréciations d'actifs ».

Provisions pour restitution des sites

Les dépenses futures au titre des restitutions des sites, résultant d'une obligation légale ou implicite, sont provisionnées d'après une estimation raisonnable au cours de l'exercice durant lequel apparaît l'obligation.

Cette estimation est fondée sur les informations disponibles en termes de coûts et de programme de travaux. Elle est régulièrement revue pour notamment tenir compte des changements intervenant dans les lois et règlements, les estimations de réserves et de productions, l'analyse des conditions du site et les technologies. Le taux d'actualisation est revu chaque année.

Les provisions pour restitution des sites et les méthodes appliquées pour leur comptabilisation sont présentées en note 12 « Passifs non courants ».

Impôt sur le résultat

Un passif d'impôt différé est comptabilisé dès lors qu'un paiement futur, en application d'une réglementation fiscale, est considéré comme probable et qu'il peut être raisonnablement estimé. L'exercice du jugement est nécessaire pour évaluer les conséquences d'événements nouveaux sur le montant de ce passif. Les actifs d'impôts différés sont constatés dans les comptes dans la mesure où leur recouvrement est considéré comme probable. Le montant de ces actifs est déterminé après prise en compte des impôts différés passifs d'échéance comparable relevant des mêmes régimes fiscaux. Il prend en compte des profits taxables existants et des profits taxables futurs dont l'estimation est par nature incertaine et susceptible d'être modifiée dans la durée.

L'exercice du jugement est donc requis pour évaluer les conséquences d'événements nouveaux sur la valeur de ces actifs et notamment les changements intervenant dans les estimations de ces profits futurs taxables et des délais nécessaires à leur utilisation.

En outre, ces positions fiscales peuvent dépendre des interprétations des législations fiscales et règlements. Ces interprétations peuvent avoir un caractère incertain. Selon les circonstances, elles ne sont définitives qu'après des négociations ou la résolution de litiges avec les autorités concernées qui peuvent durer plusieurs années.

L'impôt sur le résultat et les méthodes appliquées pour sa comptabilisation sont détaillés dans la note 5 « Impôts ».

Engagements envers le personnel

Les engagements envers le personnel et les fonds investis peuvent être sujets à une volatilité importante en raison des variations des valeurs de marché et des hypothèses actuarielles. Ces hypothèses sont déterminées selon un processus encadré faisant intervenir les expertises et les jugements de TotalEnergies SE, en terme financier et d'actuariat, et aussi en consultation avec des actuaires et experts indépendants.

Les hypothèses retenues sont revues annuellement et ajustées si nécessaire pour prendre en compte les changements provenant de l'expérience et des conseils actuariels. Le taux d'actualisation est revu chaque année.

Les engagements envers le personnel sont détaillés en note 11 « Charges et avantages au personnel ».

TotalEnergies EP Gabon soutient les objectifs de l'Accord de Paris de 2015 qui appelle à réduire les émissions de gaz à effet de serre, dans le contexte du développement durable et de la lutte contre la pauvreté, et qui vise à contenir l'élévation de la température moyenne de la planète bien en dessous de 2°C par rapport aux niveaux préindustriels.

Changement climatique et transition énergétique

TotalEnergies EP Gabon veut ainsi relever le double défi de satisfaire les besoins en énergie d'une population mondiale plus nombreuse, tout en limitant le réchauffement climatique, et participer activement à la transformation qui est en cours dans le monde de l'énergie.

TotalEnergies EP Gabon s'engage à réduire son empreinte carbone liée à la production. Même si le rythme de la transition dépendra de celui de l'évolution des politiques publiques, des modes de consommation et de la demande correspondante.

TotalEnergies EP Gabon se donne pour mission de proposer à ses clients des produits énergétiques abordables et moins émetteurs de CO₂ et d'accompagner ses partenaires et fournisseurs dans leur propre stratégie bas carbone.

TotalEnergies EP Gabon a pour ambition d'atteindre la neutralité carbone d'ici à 2050.

Ainsi :

- TotalEnergies EP Gabon évalue la robustesse de son portefeuille, y compris pour les nouveaux investissements significatifs, sur la base de scénarios pertinents. Chaque investissement significatif, dans l'exploration, l'acquisition ou le développement des ressources pétrolières, fait l'objet d'une évaluation prenant en compte les objectifs de l'Accord de Paris.
- Afin d'évaluer la résilience de son portefeuille, la Société s'appuie sur un scénario de prix du pétrole et du gaz à long terme compatible avec les objectifs de l'Accord de Paris. Comme décrit dans la note 17 « Dépréciations d'actifs », la Société retient pour le calcul de ses dépréciations une trajectoire de prix du pétrole qui converge vers le prix de 50 \$2022/b en 2040, puis vers 24,5 \$2022/b en 2050, en ligne avec le scénario NZE de l'AIE. Les prix retenus pour le gaz, se stabilisent d'ici 2025 et jusqu'en 2040 à des niveaux plus faibles que les niveaux de prix actuels pour converger vers le prix retenu en 2050 par le scénario scenario NZE de l'AIE.

Pour les investissements dans de nouveaux projets pétroliers, TotalEnergies EP Gabon vise en priorité à développer des projets à coût bas (typiquement moins de 20 \$/b pour les coûts opératoires + les coûts d'investissement) ou présentant des points-morts bas (typiquement 30 \$/b y compris fiscalité). Même si la tarification du CO₂ ne s'applique pas actuellement,

TotalEnergies EP Gabon intègre un prix minimum du CO₂ de 100 \$/t (ou le prix en vigueur dans un pays donné s'il est supérieur) dans toutes ses décisions d'investissement, avec une hypothèse d'inflation de 2 %/an au-delà de 2028.

La stratégie est elle-même déclinée dans le Plan Long Terme de la Société, établi sur 5 ans, mis à jour une fois par an et validé par Conseil d'administration.

Il reflète l'environnement économique, les ambitions de progrès de la Société vers la neutralité carbone (zéro émission nette), les objectifs fixés en la matière à horizon 2030 et les dynamiques de transition énergétique actuelles dans les divers pays, sachant que de nombreuses incertitudes demeurent sur les voies qu'emprunteront les différents pays dans leur transition énergétique.

Les états financiers de TotalEnergies EP Gabon sont préparés en cohérence avec les principales hypothèses techniques et économiques du Plan Long Terme et les objectifs rappelés ci-dessus.

Ils sont par ailleurs sensibles à différents paramètres d'environnement dont les prix du pétrole et du gaz mais également à des paramètres techniques dont l'évaluation des réserves d'hydrocarbures. Les hypothèses et estimations retenues impactent en particulier les réserves d'hydrocarbures, la durée de vie des actifs, la dépréciation des immobilisations ainsi que les provisions, et sont présentées dans les notes 17 « Dépréciations d'actifs », 6 « Immobilisations incorporelles et corporelles » et 12 « Passifs non courants ».

Jugements en cas de transactions non couvertes par des normes ou interprétations

Par ailleurs, lorsqu'une transaction spécifique n'est traitée par aucune norme ou interprétation, la Direction générale de la Société exerce son jugement pour définir et mettre en œuvre les méthodes comptables permettant de fournir une information conforme aux principes généraux des IFRS : image fidèle, pertinence et importance relative.

Évènements significatifs de l'exercice

Prolongation du partenariat avec la République gabonaise

TotalEnergies EP Gabon a signé avec la République gabonaise :

- i/ un accord portant sur le réaménagement de certaines dispositions de la Convention d'Etablissement, dont la durée est étendue jusqu'en 2042 et ;
- ii/ un nouveau Contrat d'Exploitation et de Partage de Production (CEPP) sur le permis Baudroie-Mérou Marine G5-143 pour une durée de vingt-cinq (25) ans jusqu'en 2047.

Les impacts comptables de ces nouvelles dispositions contractuelles ont été traitées conformément aux dispositions de la norme IFRS.

Règles et méthodes comptables

a) Méthode de conversion

La monnaie de présentation des états financiers de la Société ainsi que sa monnaie fonctionnelle est le dollar américain. Les transactions réalisées en devises autres que la monnaie fonctionnelle de TotalEnergies EP Gabon sont converties au cours de change en vigueur à la date de transaction. À la clôture de l'exercice, les actifs et passifs monétaires sont convertis au taux de clôture et l'écart de change qui en résulte est enregistré en résultat.

b) Principes comptables applicables et significatifs dans le futur

Il n'a pas été identifié de normes ou interprétations publiées respectivement par l'IASB (*International Accounting Standards Board*) et l'IFRS IC (*International Financial Reporting Standards Interpretations Committee*) non encore en vigueur au 31 décembre 2022 qui seraient applicables à la Société.

NOTE 1. Chiffre d'affaires

Vente d'hydrocarbures

Le chiffre d'affaires est comptabilisé lorsqu'il y a transfert à l'acheteur du contrôle des biens et que le montant peut être raisonnablement estimé. Ainsi, les ventes de pétrole brut et de gaz naturel sont enregistrées lors du transfert de propriété selon les termes du contrat.

Le produit de la vente de la production des champs dans lesquels la Société détient une participation avec d'autres producteurs est comptabilisé en chiffre d'affaires sur la base des volumes réels vendus dans la

période. Toute différence entre les volumes vendus et les volumes correspondants aux droits de la Société est comptabilisée dans les rubriques « Autres créances » ou « Autres créiteurs et dettes diverses » au bilan et dans la rubrique « Achats, nets de variation de stocks » au compte de résultat.

Vente de prestations de services

Le revenu lié aux prestations de services est reconnu lorsque les services ont été rendus.

Exercice (en k\$)	2022		2021		2020	
	Volume	Valeur	Volume	Valeur	Volume	Valeur
Ventes de brut (Mb) ⁽¹⁾	5,1	520 307	8,9	605 906	10,2	389 979
Ventes de gaz (Mm ³)	15,2	101	12,68	1 687	31,2	4 090
Travaux, services vendus		951		47 339		40 864
CHIFFRE D'AFFAIRES		521 359		654 932		434 933

⁽¹⁾ Chiffres ne comprenant pas les barils de fiscalité revenant à l'État dans le cadre des contrats de partage de production.

La répartition du chiffre d'affaires par zone géographique est la suivante :

Exercice (en k\$)	2022	2021	2020
Asie / Europe	427 276	476 293	338 604
Domestique	94 083	178 639	96 329
TOTAL	521 359	654 932	434 933

NOTE 2. Charges d'exploitation et amortissements

2.1 Charges d'exploitation

Exercice (en k\$)	2022	2021	2020
Achats, nets de variation de stocks ⁽¹⁾⁽²⁾	(73 784)	(166 460)	(119 409)
Autres charges d'exploitation ⁽³⁾	(112 419)	(123 967)	(171 429)
<i>dont (dotations) reprises de provisions</i>	22 708	(38 622)	2 949
Charges d'exploration	20	(51)	(181)
CHARGES D'EXPLOITATION	(186 183)	(290 478)	(291 019)

⁽¹⁾ Inclut les redevances (taxes à la production).

⁽²⁾ La Société valorise les sous et sur enlèvements à la valeur de marché.

⁽³⁾ Constituées principalement des frais de production et de fonctionnement.

Charges d'exploration

La Société applique la norme IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales » : la comptabilisation des droits et actifs de production d'hydrocarbures est réalisée conformément à la méthode des successful efforts, décrite en note 6 de ce document :

- les dépenses de géologie et géophysique, incluant les campagnes sismiques d'exploration, sont comptabilisées directement en charges d'exploration de la période ;
- le coût des forages secs et des forages qui n'ont pas permis de découvrir des réserves prouvées est passé en charges d'exploration.

2.2 Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers.

Les dotations aux amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers se ventilent comme suit :

Exercice (en k\$)	2022	2021	2020
Dotations nettes d'amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles	(206 709)	(180 793)	(376 396)
Dotations nettes d'amortissements et dépréciations des droits miniers	(2 604)	(888)	(981)
TOTAL	(209 313)	(181 681)	(377 377)

NOTE 3. Autres produits et autres charges

Exercice (en k\$)	2022	2021	2020
Plus/Moins-values sur cessions d'actifs	1 868	(121 064)	2 945
AUTRES PRODUITS	1 868	(121 064)	2 945
Autres	(5 268)	(15 330)	(1 500)
AUTRES CHARGES	(5 268)	(15 330)	(1 500)

La rubrique « Autres charges » est constituée principalement de charges de développement durable (Provisions pour Investissements Diversifiés (PID) et Provisions pour Investissements dans les Hydrocarbures (PIH)) encourues par la Société au titre de ses obligations contractuelles.

NOTE 4. Coût de l'endettement, autres produits financiers et autres charges financières

4.2 Coût de l'endettement financier

Exercice (en k\$)	2022	2021	2020
Produits financiers	11 046	-	-
Coût financier IFRS16	(1 311)	(1 275)	1 940
Autre coût de l'endettement financier	(444)	(679)	(5 869)
TOTAL COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER	9 291	(1 955)	(3 929)

Les produits financiers sont essentiellement composés des intérêts reçus sur les dépôts en compte courant (2 % en 2022 et 0 % les deux années précédentes).

4.2 Autres produits financiers et autres charges financières

Exercice (en k\$)	2022	2021	2020
(Perte)/Profit de change	6 853	5 067	(7 190)
AUTRES PRODUITS FINANCIERS	6 853	5 067	(7 190)
Effet de l'actualisation des provisions pour restitution des sites	(12 513)	(23 693)	(29 288)
AUTRES CHARGES FINANCIÈRES	(12 513)	(23 693)	(29 288)

Les pertes et profits de change proviennent principalement des flux en euros et francs CFA comptabilisés par la Société. Le mécanisme de l'actualisation des provisions pour restitution des sites est détaillé en note 12 « Passifs non courants ».

NOTE 5. Impôts

La charge ou le produit d'impôt présenté au compte de résultat comprend la charge d'impôt courant et la charge ou le produit d'impôt différé.

La charge d'impôt courant est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période. Elle se décompose comme suit :

- la charge d'impôt relatif aux champs opérés sous le régime de la convention d'établissement. Le taux d'imposition appliqué au résultat généré par ces activités est de 55 % ;
- la charge d'impôt relatif aux champs opérés en partage de production (*tax oil*). La *tax oil* correspond à la part de la production revenant à l'État, prélevée sur le *profit oil* (production disponible nette de l'intégralité des coûts récupérables). Le taux déterminant la part du *profit oil* revenant à l'État est fixé contractuellement par chaque

contrat d'exploitation en partage de production et varie en fonction des quantités produites ;

- la charge de dotation aux Provisions pour Investissements Diversifiés (PID) et aux Provisions pour Investissements dans les Hydrocarbures (PIH).

Les impôts différés sont valorisés et comptabilisés conformément à la norme IAS 12 « Impôts sur le résultat ». Ils sont fondés sur les différences temporelles existantes entre les valeurs comptables et fiscales des actifs et passifs enregistrés au bilan.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués selon la méthode du report variable, en fonction des taux d'imposition définis contractuellement dans les différents contrats pétroliers de la Société.

La charge d'impôt 2022 comprend un montant de 0,3 M\$ en application d'IFRIC 23.

La charge ou le produit d'impôt sur les résultats s'analyse de la manière suivante :

Exercice (en k\$)	2022	2021	2020
Impôts courants	(55 741)	(42 816)	(55 562)
Impôts différés	270 025	50 054	240 521
PRODUIT / (CHARGE) D'IMPÔT	214 284	7 238	184 959

L'analyse du passif net d'impôt différé par source s'établit comme suit :

Au 31 décembre (en k\$)	2022	2021	2020
Déficit et crédit d'impôt reportable	-	37 485	21 009
Pensions, retraites et obligations similaires	3 300	5 355	9 945
Autres provisions non déductibles temporairement	37 950	58 905	58 140
Différentiels d'amortissement	(673 558)	(909 805)	(1 037 024)
Autres déductions fiscales temporaires	(57 081)	(154 605)	(62 498)
Litige fiscal	(6 103)	(597)	(5 183)
Autres sources relatives aux actifs destinées à être cédés	-	-	84 765
PASSIF NET D'IMPÔT DIFFÉRÉ	(695 492)	(963 262)	(930 846)

Rapprochement entre la charge d'impôt théorique et le résultat avant impôt

Les différences permanentes sont principalement dues à l'impact des modalités de fiscalisation propres aux contrats pétroliers de la Société.

Au 31 décembre (en k\$)	2022	2021	2020
Résultat net [A]	340 378	33 037	(87 465)
Impôts sur les sociétés [B]	214 284	7 238	184 959
Résultat avant impôt [C] = [A - B]	126 094	25 799	(272 424)
Taux d'imposition théorique	55,0 %	76,5 %	76,5 %
Charge d'impôt théorique [D] = - [C] * taux d'imposition th.	(69 352)	(19 736)	208 404
Effet fiscal du résultat imposé à un taux différent	225 729	39 566	28 570
Déficit et crédit d'impôt reportable	37 485	(37 485)	(21 009)
Différences permanentes	20 422	24 893	26 134
PRODUIT / (CHARGE) D'IMPÔT DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	214 284	7 238	184 959

NOTE 6. Actifs non courants

6.1 Immobilisations incorporelles

Droits miniers

Les droits miniers non prouvés font l'objet de tests de dépréciation en fonction des résultats de l'exploration ou dans le cadre des tests de dépréciation des unités génératrices de trésorerie auxquels ils appartiennent.

Les droits miniers non prouvés sont transférés en droits miniers prouvés, à la valeur nette comptable, dès la reconnaissance des réserves prouvées.

Les droits miniers prouvés sont amortis selon la méthode de l'unité de production, basée sur les réserves prouvées. La charge d'amortissement correspondante est enregistrée en dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et droits miniers.

Autres immobilisations incorporelles

Les autres immobilisations incorporelles comprennent les brevets, marques, et droits au bail.

Les immobilisations incorporelles sont comptabilisées au bilan pour leur coût d'acquisition ou de revient, diminué des amortissements et pertes de valeur éventuellement constatés.

Les immobilisations incorporelles (hors droits miniers) à durée de vie définie sont amorties linéairement sur des durées comprises entre trois et vingt ans en fonction de la durée d'utilité des actifs concernés. La charge d'amortissement correspondante est enregistrée en autres charges.

Au 31 décembre 2022 (en k\$)	Valeur brute	Amortissements et dépréciations	Valeur nette
Droits miniers sur permis prouvés	119 669	(56 539)	63 129
Droits miniers sur permis non prouvés	10 091	(9 591)	500
Autres immobilisations incorporelles	19 119	(17 854)	1 266
TOTAL IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	148 878	(83 984)	64 895

Au 31 décembre 2021 (en k\$)	Valeur brute	Amortissements et dépréciations	Valeur nette
Droits miniers sur permis prouvés	59 669	(53 405)	6 264
Droits miniers sur permis non prouvés	10 091	(10 122)	(31)
Autres immobilisations incorporelles	19 119	(17 564)	1 555
TOTAL IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	88 879	(81 091)	7 788

Au 31 décembre 2020 (en k\$)	Valeur brute	Amortissements et dépréciations	Valeur nette
Droits miniers sur permis prouvés	83 576	(76 738)	6 838
Droits miniers sur permis non prouvés	10 091	(9 591)	500
Autres immobilisations incorporelles	19 119	(17 196)	1 923
TOTAL IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	112 786	(103 525)	9 261

Les variations des immobilisations incorporelles s'analysent comme suit :

Exercice (en k\$)	Immobilisations incorporelles nettes au 1 ^{er} janvier	Augmentations	Cessions	Dotations nettes d'amortissements et dépréciations	Autres	Immobilisations incorporelles nettes au 31 décembre
2022	7 788	60 000	-	(2 893)	-	64 895
2021	9 261	-	(229)	(888)	(356)	7 788
2020	12 006	-	-	(1 557)	(1 189)	9 261

6.2 Immobilisations corporelles

Dépenses d'exploration

La Société applique la norme IFRS 6 relative à la comptabilisation des dépenses d'exploration. La comptabilisation des droits et actifs de production d'hydrocarbures est réalisée conformément à la méthode des *successful efforts*.

Les forages d'exploration sont comptabilisés et font l'objet de tests de dépréciation sur une base individuelle comme suit :

- le coût des forages d'exploration ayant permis de découvrir des réserves prouvées est immobilisé et amorti par la suite selon la méthode de l'unité de production, basée sur les réserves prouvées développées ;
- dans l'attente de déterminer s'ils ont permis de découvrir des réserves prouvées, le coût des forages d'exploration est temporairement immobilisé quand les deux conditions suivantes sont réunies :
 - le puits a mis en évidence un volume suffisant d'hydrocarbures pour justifier, le cas échéant, sa complétion en tant que puits producteur en supposant que les investissements nécessaires à la production soient effectués ;
 - la Société enregistre des progrès suffisants dans la détermination des réserves et de la viabilité technique et économique du projet. Ces progrès sont évalués sur la base de critères tels que des travaux d'exploration additionnels (puits, travaux sismiques ou études significatives) en cours de réalisation ou inscrits dans un programme ferme ainsi que la réalisation d'études de développement.

Le coût des puits d'exploration qui ne remplissent pas ces conditions est comptabilisé en charges d'exploration.

Actifs de production d'hydrocarbures

Les coûts de développement des actifs de production d'hydrocarbures sont immobilisés en incluant les coûts d'emprunt pendant la période de construction, ainsi que les coûts estimés et actualisés des travaux futurs de restitution des sites.

Le taux d'amortissement des puits de développement et des capacités de production commercialisable est égal au rapport de la production d'hydrocarbures de la période sur les réserves prouvées développées d'hydrocarbures (méthode de l'unité de production).

Dans le cas où, du fait de l'effet prix sur les réserves, la méthode d'amortissement à l'unité de production ne reflète pas de manière satisfaisante la durée de vie utile de l'actif, une méthode alternative d'amortissement est appliquée en se basant sur les réserves évaluées avec le prix de l'année précédente. Cela était le cas pour l'exercice 2020 où la méthode d'amortissement à l'unité de production a été appliquée à l'ensemble des actifs 2020 en se basant sur

les réserves prouvées évaluées avec le prix utilisé en 2019. Cette méthode alternative n'est pas appliquée au 31 décembre 2022 car compte tenu du prix retenu pour évaluer les réserves sur l'exercice, la méthode d'amortissement à l'unité de production reflète de manière satisfaisante la durée de vie des actifs.

Dans le cadre de projets de développement phasés ou faisant l'objet d'une mise en production progressive des puits, la base amortissable des immobilisations, à l'exclusion des puits de production ou de service, est ajustée pour exclure la partie des coûts de développement attribuables aux réserves non encore développées de ces projets.

Dans le cas de contrats de partage de production, la méthode de l'unité de production s'applique à la quote-part de production et de réserves revenant au à la Société telles qu'elles peuvent être estimées en fonction des clauses contractuelles de remboursement des dépenses d'exploration, de développement et de production (*cost oil*) ainsi que de partage des droits à hydrocarbures après déduction du *cost oil* (*profit oil*). Les systèmes de transport et de transformation des hydrocarbures sont amortis sur la base des réserves devant transiter par ces installations (méthode de l'unité de transport ou de traitement) ou de façon linéaire, selon la méthode qui reflète au mieux la durée d'utilisation économique de l'actif.

Autres immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au bilan pour leur coût d'acquisition ou de revient, diminué des amortissements et pertes de valeur éventuellement constatée. Ce coût inclut les frais financiers supportés, lorsqu'ils sont directement attribuables à l'acquisition ou à la production d'un actif qualifié, jusqu'à leur mise en service. Les coûts d'entretien et de réparation sont passés en charges dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus. Les immobilisations corporelles sont amorties linéairement selon leur durée d'utilité :

Principales durées d'amortissement

Mobiliers, matériels de bureau, machines et outillages	3-10 ans
Matériels de transport	3-7 ans
Dépôts et équipements associés	3-10 ans
Installations complexes spécialisées et pipelines	3-10 ans
Constructions	5-12,5 ans

Au 31 décembre 2022 (en k\$)	Valeur brute	Amortissements et dépréciations	Valeur nette
Terrains	23 875	(22 420)	1 454
Installations techniques (y compris transport)	5 874 392	(4 171 423)	1 702 968
Autres immobilisations	189 362	(162 197)	27 164
Immobilisations en cours	78 922	(6 849)	72 073
TOTAL IMMOBILISATIONS CORPORELLES	6 050 352	(4 274 201)	1 803 660

Au 31 décembre 2021 (en k\$)	Valeur brute	Amortissements et dépréciations	Valeur nette
Terrains	23 875	(22 070)	1 805
Installations techniques (y compris transport)	5 997 688	(4 101 653)	1 896 037
Autres immobilisations	124 369	(111 494)	12 874
Immobilisations en cours	67 684	(3 850)	63 834
TOTAL IMMOBILISATIONS CORPORELLES	6 213 615	(4 239 066)	1 974 550

Au 31 décembre 2020 (en k\$)	Valeur brute	"Amortissements et dépréciations"	Valeur nette
Terrains	24 003	(22 094)	1 909
Installations techniques (y compris transport)	6 188 100	(3 915 610)	2 272 491
Autres immobilisations	124 445	(107 698)	16 747
Immobilisations en cours	59 790	-	59 790
TOTAL IMMOBILISATIONS CORPORELLES	6 396 338	(4 045 402)	2 350 937

Les variations des immobilisations corporelles s'analysent comme suit :

Exercice (en k\$)	Immobilisations incorporelles nettes au 1 ^{er} janvier	Augmentations	Cessions	Dotations nettes d'amortissements et dépréciations	Autres	Immobilisations incorporelles nettes au 31 décembre
2022	1 974 550	44 940	(707)	(192 467)	(22 658)	1 803 660
2021	2 350 937	65 111	(8 936)	(180 793)	(251 772)	1 974 550
2020	2 952 174	60 272	(2 470)	(376 926)	(282 116)	2 350 937

Au titre de l'exercice 2022, la colonne « Autres » dans le tableau de variation des immobilisations corporelles comprend l'ajustement du coût de la remise en état des sites (-31 003 k\$) compensé par les coûts de location IFRS 16 (8 091 k\$).

Au titre de l'exercice 2021, la colonne « Autres » dans le tableau de variation des immobilisations corporelles comprend l'ajustement du coût de la remise en état des sites (-274 773 k\$) compensé par les coûts de location IFRS 16 (27 312 k\$).

En 2020, la colonne « Autres » inclut l'immobilisation d'un stock de sécurité pour un montant net de 5 102 k\$ et le reclassement au titre d'IFRS 5 des actifs destinés à être cédés pour un montant de 355 231 k\$.

En application de la norme IFRS 16, les immobilisations corporelles incluent les droits d'usage pour les montants suivants :

Au 31 décembre 2022 (en k\$)	Valeur brute	Amortissements et dépréciations	Valeur nette
Terrains	-	-	-
Installations techniques (y compris transport)	103 766	(82 897)	20 869
Autres immobilisations	12 432	(5 792)	6 640
TOTAL IMMOBILISATIONS CORPORELLES	116 198	(88 689)	27 509

Au 31 décembre 2021 (en k\$)	Valeur brute	Amortissements et dépréciations	Valeur nette
Terrains	-	-	-
Installations techniques (y compris transport)	86 066	(67 540)	18 526
Autres immobilisations	5 649	(4 482)	1 167
TOTAL IMMOBILISATIONS CORPORELLES	91 715	(72 023)	19 693

Au 31 décembre 2020 (en k\$)	Valeur brute	"Amortissements et dépréciations"	Valeur nette
Terrains	-	-	-
Installations techniques (y compris transport)	59 154	(48 014)	11 140
Autres immobilisations	5 649	(3 496)	2 153
TOTAL IMMOBILISATIONS CORPORELLES	64 803	(51 510)	13 293

6.3 Autres actifs non courants

Les autres actifs non courants regroupent principalement les sommes placées sur les comptes dédiés en prévision des travaux futurs de restitution des sites. Dans le tableau de flux de trésorerie, les versements sont sur la ligne « Augmentation des prêts non courants ». Les tirages figurent sur la ligne « Remboursement des prêts non courants ».

NOTE 7. Stocks et en-cours

Les stocks sont évalués suivant la méthode du Prix Moyen Pondéré (PMP). La valeur brute des marchandises et autres approvisionnements comprend le prix d'achat et les frais accessoires majorés des frais de douane et de transit. Une provision pour dépréciation des stocks de matériels consommables est constatée lorsque la valeur de réalisation est inférieure au PMP.

Exercice (en k\$)	2022	2021	2020
Stocks de matériels consommables	85 797	89 525	106 559
Dépréciation des stocks de matériels	(62 002)	(65 778)	(64 151)
MONTANT NET	23 795	23 748	42 408

NOTE 8. Créances et dettes

Clients et fournisseurs

Les risques nés de la signature d'accords pétroliers avec les autorités étatiques et les partenaires pétroliers, ou de l'attribution de contrats de fourniture à long terme qui sont indispensables pour entreprendre des projets,

sont évalués par le processus d'approbation des opérations pétrolières. Le caractère long terme des contrats et l'existence de clients de premier rang impliquent un risque de crédit faible.

Les risques liés à des opérations commerciales, autres que celles décrites ci-dessus et dans la pratique placée directement sous le contrôle de la Société, font l'objet de procédures de fixation d'encours de crédit et de revue des encours. Aucune provision significative n'a été comptabilisée durant les exercices 2022, 2021 et 2020.

L'état des créances et des dettes au 31 décembre 2022 est présenté ci-dessous :

CRÉANCES Au 31 décembre 2022 (en k\$)	ANALYSE PAR ÉCHÉANCE				
	Montants bruts	À 1 an au plus	À plus d'1 an et à moins de 2 ans	À plus de 2 ans	
					Dont échues
Autres actifs non courants	308 540	-	-	-	308 540
Prêts et créances - non courants ⁽¹⁾	295 442	-	-	-	295 442
Prêts accordés aux salariés - non courants	13 072	-	-	-	13 072
Dépôts et cautionnements versés	26	-	-	-	26
Clients et comptes rattachés	119 021	119 021	-	-	-
Clients	119 021	119 021	-	-	-
Autres créances	118 499	118 499	-	-	-
Fournisseurs débiteurs	15 223	15 223	-	-	-
Personnel et organismes sociaux	1 941	1 941	-	-	-
Impôts sur les sociétés - créances	27 536	27 536	-	-	-
Créances sur États (taxes diverses)	34 936	34 936	-	-	-
Associés et partenaires	1 280	1 280	-	-	-
Sous-enlèvements	31 430	31 430	-	-	-
Autres débiteurs	6 154	6 154	-	-	-
TOTAL	546 061	271 396	-	-	308 540

⁽¹⁾ Fonds de restitution des sites.

DETTES Au 31 décembre 2022 (en k\$)	ANALYSE PAR ÉCHÉANCE				
	Montants bruts	À 1 an au plus	À plus d'1 an et à moins de 2 ans	À plus de 2 ans	
					Dont échues
Fournisseurs et comptes rattachés	95 363	95 363	-	-	-
Fournisseurs et comptes rattachés	95 363	95 363	-	-	-
Autres débiteurs et dettes diverses	81 864	81 864	-	-	-
Dettes sociales	9 270	9 270	-	-	-
Dettes sur États (taxes diverses)	42 418	42 418	-	-	-
Associés et partenaires	211	211	-	-	-
Sur-enlèvements	18 277	18 277	-	-	-
Autres créditeurs	11 688	11 688	-	-	-
TOTAL	177 227	177 227	-	-	-

L'état des créances et des dettes au 31 décembre 2021 est présenté ci-dessous :

CRÉANCES Au 31 décembre 2021 (en k\$)	ANALYSE PAR ÉCHÉANCE				
	Montants bruts	À 1 an au plus	À plus d'1 an et à moins de 2 ans		
			Dont échues	À plus de 2 ans	
Autres actifs non courants	313 176	-	-	-	313 176
Prêts et créances - non courants ⁽¹⁾	298 738	-	-	-	298 738
Prêts accordés aux salariés - non courants	14 410	-	-	-	14 410
Dépôts et cautionnements versés	28	-	-	-	28
Clients et comptes rattachés	110 473	110 473	-	-	-
Clients	110 473	110 473	-	-	-
Autres créances	102 684	102 684	-	-	-
Fournisseurs débiteurs	9 768	9 768	-	-	-
Personnel et organismes sociaux	675	675	-	-	-
Impôts sur les sociétés - créances	27 536	27 536	-	-	-
Créances sur États (taxes diverses)	20 276	20 276	-	-	-
Associés et partenaires	1 404	1 404	-	-	-
Sous-enlèvements	37 332	37 332	-	-	-
Autres débiteurs	5 693	5 693	-	-	-
TOTAL	526 333	213 157	-	-	313 176

⁽¹⁾ Fonds de restitution des sites.

DETTES Au 31 décembre 2021 (en k\$)	ANALYSE PAR ÉCHÉANCE				
	Montants bruts	À 1 an au plus	À plus d'1 an et à moins de 2 ans		
			Dont échues	À plus de 2 ans	
Fournisseurs et comptes rattachés	96 905	96 905	-	-	-
Fournisseurs et comptes rattachés	96 905	96 905	-	-	-
Autres débiteurs et dettes diverses	99 069	99 069	-	-	-
Dettes sociales	7 753	7 753	-	-	-
Dettes sur États (taxes diverses)	38 223	38 223	-	-	-
Associés et partenaires	179	179	-	-	-
Sur-enlèvements	41 130	41 130	-	-	-
Autres créditeurs	11 784	11 784	-	-	-
TOTAL	195 974	195 974	-	-	-

L'état des créances et des dettes au 31 décembre 2020 est présenté ci-dessous :

CRÉANCES Au 31 décembre 2020 (en k\$)	ANALYSE PAR ÉCHÉANCE				
	Montants bruts	À 1 an au plus	À plus d'1 an et à moins de 2 ans		À plus de 2 ans
			Dont échues		
Autres actifs non courants	343 222	2 052	-	2 052	339 118
Prêts et créances - non courants ⁽¹⁾	329 094	-	-	-	329 094
Prêts accordés aux salariés - non courants	14 098	2 052	-	2 052	9 994
Dépôts et cautionnements versés	30	-	-	-	30
Clients et comptes rattachés	204 190	204 190	-	-	-
Clients	204 190	204 190	-	-	-
Autres créances	65 154	65 154	-	-	-
Fournisseurs débiteurs	8 196	8 196	-	-	-
Personnel et organismes sociaux	997	997	-	-	-
Impôts sur les sociétés - créances	27 536	27 536	-	-	-
Créances sur États (taxes diverses)	21 189	21 189	-	-	-
Associés et partenaires	253	253	-	-	-
Sous-enlèvements	1 483	1 483	-	-	-
Autres débiteurs	5 500	5 500	-	-	-
TOTAL	612 566	271 396	-	2 052	339 118

⁽¹⁾ Fonds de restitution des sites.

DETTES Au 31 décembre 2020 (en k\$)	ANALYSE PAR ÉCHÉANCE				
	Montants bruts	À 1 an au plus	À plus d'1 an et à moins de 2 ans		À plus de 2 ans
			Dont échues		
Fournisseurs et comptes rattachés	93 462	93 462	-	-	-
Fournisseurs et comptes rattachés	93 462	93 462	-	-	-
Autres débiteurs et dettes diverses	104 146	104 146	-	-	-
Dettes sociales	8 861	8 861	-	-	-
Dettes sur États (taxes diverses)	56 528	56 528	-	-	-
Associés et partenaires	10 961	10 961	-	-	-
Sur-enlèvements	18 781	18 781	-	-	-
Autres créditeurs	9 015	9 015	-	-	-
TOTAL	197 608	197 608	-	-	-

NOTE 9. Disponibilités et endettement

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont des actifs immédiatement disponibles ou des placements à court terme, très liquides, qui sont facilement convertibles en un montant de trésorerie connu et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur.

Les disponibilités en devises sont converties sur la base des cours de change à la clôture de l'exercice. Le gain

ou la perte de change est inscrit dans les charges et produits financiers de l'exercice clos.

La Société dispose de lignes de découvert non confirmées en francs CFA avec des banques locales.

Les actifs et passifs financiers de la Société sont valorisés au coût amorti.

Le détail de la dette financière courante et non courante est présenté ci-dessous :

Exercice (en k\$)	2022	2021	2020
Emprunts financiers non courants	-	-	-
Autre dette financière non courante IFRS 16	(12 416)	(10 639)	(1 821)
MONTANT NET DETTE FINANCIÈRE NON COURANTE	(12 416)	(10 639)	(1 821)
Autre dette financière courante IFRS 16	(15 025)	(8 671)	(12 953)
Banques et organismes financiers créditeurs	(13 371)	(24 003)	(8 272)
Banques et caisses	683 991	911 627	450 052
MONTANT NET DETTE FINANCIÈRE COURANTE	655 594	878 945	428 827

Par ailleurs, TotalEnergies EP Gabon n'a pas eu recours à des instruments financiers.

NOTE 10. Capitaux propres

Le capital social de TotalEnergies EP Gabon s'élève à 76 500 000 dollars. Il est composé de 4 500 000 actions de 17 dollars chacune. Il est détenu à hauteur de 58,28 % par TotalEnergies SE, de 25 % par la République gabonaise et de 16,72 % par les autres actionnaires.

Le nombre d'action et la structure de l'actionariat était identique au 31 décembre 2021 et au 31 décembre 2020. La Société est incluse dans le périmètre de consolidation comptable de la société française TotalEnergies SE, selon la méthode d'intégration globale.

NOTE 11. Charges et avantages au personnel

Engagements envers le personnel

Selon la législation en vigueur et les dispositions des accords collectifs d'entreprise du 21 octobre 1994, la Société verse à ses salariés en cas de départ une indemnité de services rendus assimilable à un régime à prestations définies qui fait l'objet d'une provision. Cette indemnité est versée en un seul versement.

La variation de la valeur actuarielle des droits accumulés s'analyse comme suit :

Au 31 décembre (en k\$)	2022	2021	2020
Valeur actuarielle des droits accumulés au début de la période	7 060	12 595	10 623
Coût des services rendus de la période	505	1 471	1 234
Coût financier	-	-	237
Prestations payées	576	(497)	(357)
(Gains) / Pertes actuariels	(3 401)	(6 509)	-
Écarts de conversion et autres	-	-	858
VALEUR ACTUARIELLE DES DROITS ACCUMULÉS À LA FIN DE LA PÉRIODE	4 740	7 060	12 595

Les montants inscrits au compte de résultat sont présentés ci-dessous :

Exercice (en k\$)	2022	2021	2020
Coût des services rendus de la période	505	1 471	1 234
Liquidations	576	(497)	(357)
Charge d'intérêt nette	-	-	237
COMPOSANTES DU COÛT DES PRESTATIONS DÉFINIES COMPTABILISÉES EN RÉSULTAT	1 081	974	1 114

Flux de trésorerie prévisionnels

La durée moyenne des droits accumulés est de l'ordre de 10 ans. Les prestations futures estimées se décomposent comme suit :

Estimation des paiements futurs (en k\$)

2023	11
2024	249
2025	533
2026	193
>2026	2 105

Principales hypothèses actuarielles et analyses de sensibilité

Hypothèses utilisées pour déterminer les engagements (au 31 décembre)	2022	2021	2020
Taux d'actualisation	3,75 %	2,50 %	2,50 %
Taux d'inflation	3,75 %	2,50 %	2,50 %

La sensibilité de l'engagement à l'inflation et au taux d'actualisation en 2022 a entraîné une baisse 33 % de l'engagement de retraite.

Paiements en actions

TotalEnergies EP Gabon bénéficie du plan d'attribution d'actions de performance de la compagnie TotalEnergies SE. A ce titre, certains salariés de TotalEnergies EP Gabon se voient attribuer des actions gratuites de TotalEnergies SE. En application de la norme IFRS 2 « Paiement fondé sur des actions », ces avantages sont comptabilisés en charges au compte de résultat de la Société en contrepartie des capitaux propres.

Les actions préalablement rachetées par TotalEnergies SE sur le marché, sont définitivement attribuées à leurs bénéficiaires, à l'issue d'une période d'acquisition de trois ans à compter de la date d'attribution. Cette attribution définitive est assortie d'une condition de présence ainsi que de :

- deux conditions de performance pour les Plans 2017 et 2018 ;
- trois conditions de performance pour le Plan 2019 ;
- quatre conditions de performance pour le Plan 2020 ;
- cinq conditions de performance pour les Plans 2021 et 2022.

Par ailleurs, la cession des actions attribuées définitivement au titre des Plans 2017 à 2021 ne peut intervenir qu'au terme d'une période de conservation de deux ans à compter de la date d'attribution définitive.

Au titre de l'exercice 2022, le montant comptabilisé par TotalEnergies EP Gabon était de 434 k\$ (contre 199 k\$ en 2021 et 442 k\$ en 2020).

Plan 2022

Le Conseil d'administration de TotalEnergies SE a attribué, le 16 mars 2022, des actions de performance à certains salariés et mandataires sociaux de TotalEnergies SE ou des sociétés de TotalEnergies, sous réserve que la condition de présence et les cinq conditions de performance applicables soient satisfaites.

Toutes les actions attribuées sont soumises à la condition de présence.

Les conditions de performance s'appliquent différemment selon la qualité des bénéficiaires. Toutes les actions attribuées aux bénéficiaires dirigeants sont soumises aux conditions de performance. En revanche, pour les bénéficiaires non-dirigeants, l'attribution des 150 premières actions n'est pas soumise aux conditions de performance, qui s'appliquent cependant sur les actions au-delà de ce seuil.

Le nombre définitif d'actions attribuées sera fonction du taux de rendement pour l'actionnaire (*Total Shareholder Return* ou TSR) et de la variation annuelle du *cash flow* net par action exprimé en dollar par rapport à ses pairs, ainsi que du point mort cash organique avant dividende, de l'évolution des émissions de gaz à effet de serre (GES) sur les installations opérées (Scope 1+2) ainsi que de l'évolution des émissions de GES (Scope 3) en Europe relatifs aux exercices 2022, 2023 et 2024 et appliqués de la manière suivante :

→ Pour 25 % des actions, le classement de la Société par rapport à ses pairs (ExxonMobil, Shell, BP et Chevron) sera effectué chaque année pendant les trois années d'acquisition (2022, 2023 et 2024) selon le critère du TSR du dernier trimestre de l'année considérée, le dividende étant considéré réinvesti sur la base du cours de clôture à la date de détachement des dividendes.

→ Pour 25 % des actions, le classement de la Société par rapport à ses pairs (ExxonMobil, Shell, BP et Chevron) sera effectué chaque année pendant les trois années d'acquisition (2021, 2022 et 2023) en utilisant le critère de la variation annuelle du *cash flow* net par action exprimé en dollar.

En fonction du classement, un taux d'attribution sera déterminé chaque année, pour chacun de ces deux premiers critères : 1^{er} : 180 % de l'attribution ; 2^e : 130 % de l'attribution ; 3^e : 80 % de l'attribution ; 4^e et 5^e : 0 %, avec un maximum de 100 %.

→ Pour 20 % des actions, le critère du point mort cash organique avant dividende sera apprécié pendant les trois années d'acquisition (2022, 2023 et 2024) comme suit :

- le taux maximum d'attribution, soit 100 % pour ce critère, sera atteint si le point mort est inférieur ou égal à 30 \$/b ;
- le taux d'attribution sera nul si le point mort est supérieur ou égal à 35 \$/b,
- les interpolations seront linéaires entre ces deux points de calage.

Le point mort cash organique avant dividende est défini comme le prix du Brent pour lequel la marge brute d'autofinancement⁽¹⁾ (MBA) couvre les investissements organiques⁽²⁾. Il permet de mesurer la capacité de TotalEnergies à résister à des variations de prix du baril de Brent.

→ Pour 15 % des actions, le critère de l'évolution des émissions de gaz à effet de serre (GES) sur les installations opérées (Scope 1+2) sera apprécié chaque année en fonction de la réalisation de l'objectif de réduction des émissions de GES fixé pour les exercices 2022, 2023 et 2024 et correspondant à 41,8 Mt CO₂e pour 2022, 41,2 Mt CO₂e pour 2023 et 40,6 Mt CO₂e pour 2024.

- le taux maximum d'attribution, soit 100 % pour ce critère, sera obtenu si les émissions de GES (Scope 1+2) atteignent l'objectif fixé ;
- le taux d'attribution sera nul si les émissions de GES (Scope 1+2) de l'année considérée sont supérieures de 1 Mt CO₂e à l'objectif fixé ;
- les interpolations seront linéaires entre ces deux points de calage.

⁽¹⁾ Marge brute d'autofinancement (MBA) : flux de trésorerie d'exploitation avant variation du besoin en fonds de roulement au coût de remplacement hors impact des contrats comptabilisés en juste valeur du secteur iGRP, et y compris les plus-values de cession de projets renouvelables (à partir du premier trimestre 2020).

⁽²⁾ Investissements organiques : investissements nets, hors acquisitions, cessions et autres intérêts ne conférant pas le contrôle.

→ Pour 15 % des actions, le critère de l'évolution des émissions indirectes de GES liées à l'utilisation par les clients des produits énergétiques (Scope 3⁽³⁾) en Europe sera apprécié chaque année en fonction de la réalisation de l'objectif de réduction de ces émissions de GES, fixé de la façon suivante : 2022 : -14 % ; 2023 : -16 % et 2024 : -18 %, par rapport aux émissions de GES de l'année 2015.

- le taux maximum d'attribution, soit 100 % pour ce critère, sera obtenu si les réductions des émissions de GES (Scope 3) en Europe de l'année considérée atteignent l'objectif fixé ;
- le taux d'attribution sera nul si les réductions des émissions de GES (Scope 3) en Europe de l'année considérée sont inférieures de 4 points par rapport à l'objectif fixé, soit 2022 : -10 % ; 2023 : -12 % ; 2024 : -14 % ;

- les interpolations seront linéaires entre ces deux points de calage.

Un taux d'attribution sera déterminé chaque année pour chacun de ces trois derniers critères. Pour chacun de ces cinq critères, la moyenne des trois taux d'attribution obtenue (sur chacun des trois exercices sociaux sur lesquels sont appréciées les conditions de performance) sera arrondie au 0,1 pour cent entier le plus proche (0,05 % étant arrondi à 0,1 %) et plafonnée à 100 %. Le taux d'attribution définitif sera arrondi au 0,1 pour cent entier le plus proche (0,05 % étant arrondi à 0,1 %). Le nombre d'actions attribuées définitivement, après constatation des conditions de performance, sera déterminé en fonction du poids de chaque critère et arrondi au nombre entier supérieur d'actions en cas de rompu.

Effectifs et charges de personnel

Exercice	2022	2021	2020
Charges de personnel			
Salaires et traitements (y compris charges sociales) (en k\$)	32 226	47 194	43 100
Effectifs au 31 décembre	213	222	268

NOTE 12. Passifs non courants

Au 31 décembre (en k\$)	2022	2021	2020
Provisions pour restitution de sites	380 025	420 994	709 699
Provisions pour risques et charges (exploitation)	11 363	13 727	18 228
TOTAL	391 388	434 721	727 927

Provisions pour restitution des sites

Les dépenses futures de restitution des sites sont provisionnées sur la base d'une estimation raisonnable, au cours de l'exercice durant lequel apparaît l'obligation. En contrepartie de cette provision, les coûts de restitution des sites sont capitalisés et intégrés à la valeur de l'actif sous-jacent et amortis sur la durée d'utilité de cet actif. L'impact du passage du temps sur la provision pour restitution des sites est mesuré en appliquant au montant de la provision un taux d'intérêt sans risque. L'effet de l'actualisation de ces provisions est comptabilisé dans la rubrique « Autres charges financières ».

Le taux d'actualisation retenu en 2021 dans le cadre de l'évaluation des provisions pour restitution des sites est de 3 % (3 % en 2020 et 4,5 % en 2019). Les dépenses sont estimées en monnaie courante avec un taux d'inflation de 1,5 %.

Une diminution de 0,5 % de ce taux conduirait à une augmentation des provisions pour restitution des sites de approximativement 38 M\$, avec une contrepartie en immobilisations corporelles ainsi qu'un impact positif de approximativement 1 M\$ sur le résultat net. A l'inverse, une augmentation de 0,5 % aurait un impact quasi-symétrique à l'effet de la diminution de 0,5 %.

⁽³⁾ GHG Protocol – Catégorie 11.

Les variations des provisions pour restitution des sites s'analysent comme suit :

Exercice (en k\$)	au 1 ^{er} janvier	Effets de l'actualisation	Révisions des estimations	Reprises de provision	Autres	au 31 décembre
2022	420 994	12 938	(44 029)	(4 398)	(5 480)	380 025
2021	709 699	23 853	(274 773)	(403)	(37 381)	420 994
2020	693 667	29 788	48 902	(229)	(62 429)	709 699

En 2022, la variation indiquée dans la colonne « Autres » correspond à la cession des 10 % de participation de TotalEnergies EP Gabon dans le contrat de d'exploitation et de partage de production (CEPP) du permis Baudroie-Mérou Marine à la République gabonaise.

résultant d'un événement passé et qu'il est probable qu'elle provoquera une sortie de ressources qui peut être estimée de manière fiable. Le montant provisionné correspond à la meilleure estimation possible de l'obligation.

Provisions pour risques et charges

Une provision est comptabilisée lorsqu'il existe, pour la Société, une obligation actuelle, juridique ou implicite,

Les provisions pour risques et charges comprennent les engagements dont l'échéance ou le montant sont incertains, découlant de risques réglementaires et de litiges.

NOTE 13. Éléments relatifs au tableau de flux de trésorerie

Détail de la variation du besoin en fonds de roulement

Exercice (en k\$)	2022	2021	2020
Stocks	47	(10 660)	(14 061)
Créances clients et comptes rattachés	8 548	(93 682)	13 739
Autres créances	15 705	37 530	(56 395)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	1 542	(4 442)	2 867
Autres débiteurs et dettes diverses	17 205	3 328	19 165
MONTANT NET	43 047	(67 927)	(34 685)

Détail des intérêts, impôts et dividendes

Le tableau suivant communique des informations complémentaires sur des montants encaissés et décaissés du flux de trésorerie d'exploitation et de financement :

Exercice (en k\$)	2022	2021	2020
Intérêts payés	(444)	(682)	(3 549)
Intérêts perçus	5 427	594	5 633
Impôts sur les bénéfices décaissés	-	-	-
Dividendes payés	(325 035)	(20 250)	(249 480)

NOTE 14. Parties liées

Les principales transactions réalisées avec les parties liées (principalement TotalEnergies Trading SA) ainsi que les créances et les dettes vis-à-vis de ces dernières sont les suivantes :

Bilan

Au 31 décembre (en k\$)	2022	2021	2020
Créances			
Clients et comptes rattachés	79 738	66 776	116 940
Dettes			
Fournisseurs et dettes diverses	648	5 227	1 347

Compte de résultat

Exercice (en k\$)	2022	2021	2020
Ventes	427 314	483 051	338 604
Autres produits	845	698	748
Autres charges	(43 907)	(40 474)	(45 116)

Hors fiscalité, la Société ne présente pas de transaction avec la République gabonaise.

NOTE 15. Rémunérations des organes d'administration et de direction

Le montant global des rémunérations directes et indirectes de toute nature, pour l'ensemble des principaux dirigeants de la Société présents au 31 décembre et pour les membres salariés du Conseil d'administration est détaillé dans le tableau ci-dessous.

Les principaux dirigeants de la Société incluent les membres du Comité directeur.

Exercice	2022	2021	2020
Nombre de personnes	6	6	8
Rémunérations directes et indirectes (en k\$)	1 644	1 610	1 693
Charges de retraite (en k\$)	30	30	46

Le montant global des indemnités de fonction allouées à l'ensemble des membres du Conseil d'administration de la Société s'est élevé, en 2022, à un total de 180 millions de francs CFA.

NOTE 16. Engagements hors bilan et passifs éventuels

A. Obligations contractuelles

Dettes

Les dettes non courantes sont incluses dans la rubrique « Dettes financières non courantes » du bilan. Les caractéristiques des dettes financières non courantes sont présentées en note 9 « Disponibilités et endettement ».

Obligations de restitution des sites

Ces montants représentent la valeur actualisée des obligations de restitution des sites. Les informations relatives aux obligations de restitution des sites figurent en note 12 « Passifs non courants ».

Engagements d'achats et obligations d'investissement

Les obligations d'achats sont des obligations d'acheter des biens ou des services, y compris des achats d'immobilisations, régies contractuellement. Ces obligations sont de nature exécutoire et juridique pour la Société. Toutes les composantes importantes, notamment le montant et l'échéancier des paiements, sont spécifiées par contrat.

Contrats de location

Un contrat de location est un contrat qui confère le droit d'utiliser un actif identifié pour une période donnée moyennant le paiement d'une contrepartie.

À la date d'effet, le preneur doit comptabiliser à l'actif un droit d'utilisation, et au passif une dette. Le coût

de l'actif comptabilisé au titre du droit d'utilisation comprend la valeur actualisée du montant des loyers non encore versés à laquelle s'ajoute le cas échéant les coûts directs encourus pour la conclusion du contrat. La dette correspondante est comptabilisée au passif du bilan dans les dettes financières. Les droits d'usage sont amortis selon les durées d'utilité appliquées par la Société.

Les contrats de location qui sont de courte durée ou qui portent sur des actifs de faible valeur ne sont comptabilisés ni dans les droits d'usage ni dans la dette, conformément aux exemptions de la norme IFRS 16. Ils sont présentés en engagements hors bilan.

Autres engagements donnés

Cautions en douane données

Elles représentent les garanties émises par la Société au profit des administrations douanières pour garantir le paiement des taxes et accises liées aux importations de matériels.

B. Engagements reçus

Autres engagements reçus

Ces montants représentent les garanties bancaires reçues des fournisseurs en lien avec la réalisation de leur contrat.

Au 31 décembre 2022 (en k\$)	Échéances et périodes des paiements			
	Total	À moins d'1 an	De 1 an à 5 ans	Plus de 5 ans
Dettes non courantes	-	-	-	-
Part à moins d'un an des dettes non courantes	-	-	-	-
Obligations de restitution des sites	380 025	-	-	380 025
Obligations contractuelles au bilan	380 025	-	-	380 025
Contrats de location simple	27 435	11 376	16 059	-
Engagements d'achats et obligations d'investissements	84 775	68 093	16 681	-
Obligations contractuelles hors bilan	112 209	79 469	32 740	-
TOTAL DES OBLIGATIONS CONTRACTUELLES	492 234	79 469	32 740	380 025
Cautions vis-à-vis du personnel	-	-	-	-
Cautions en douane données	4 968	4 968	-	-
TOTAL DES AUTRES ENGAGEMENTS DONNÉS	4 968	4 968	-	-
Autres engagements reçus	8 141	8 141	-	-
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS	8 141	8 141	-	-

Au 31 décembre 2021 (en k\$)	Échéances et périodes des paiements			
	Total	À moins d'1 an	De 1 an à 5 ans	Plus de 5 ans
Dettes non courantes	-	-	-	-
Part à moins d'un an des dettes non courantes	-	-	-	-
Obligations de restitution des sites	420 994	-	-	420 994
Obligations contractuelles au bilan	420 994	-	-	420 994
Contrats de location simple	19 311	8 673	10 638	-
Engagements d'achats et obligations d'investissements	33 299	11 100	22 199	-
Obligations contractuelles hors bilan	52 610	19 773	32 837	-
TOTAL DES OBLIGATIONS CONTRACTUELLES	473 604	19 773	32 837	420 994
Cautions vis-à-vis du personnel	-	-	-	-
Cautions en douane données	5 824	5 824	-	-
TOTAL DES AUTRES ENGAGEMENTS DONNÉS	5 824	5 824	-	-
Autres engagements reçus	8 222	8 222	-	-
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS	8 222	8 222	-	-

Au 31 décembre 2020 (en k\$)	Échéances et périodes des paiements			
	Total	À moins d'1 an	De 1 an à 5 ans	Plus de 5 ans
Dettes non courantes	-	-	-	-
Part à moins d'un an des dettes non courantes	-	-	-	-
Obligations de restitution des sites	709 699	-	-	709 699
Obligations contractuelles au bilan	709 699	-	-	709 699
Contrats de location simple	14 781	-	13 577	1 204
Engagements d'achats et obligations d'investissements	84 759	71 076	13 683	-
Obligations contractuelles hors bilan	99 540	71 076	27 260	1 204
TOTAL DES OBLIGATIONS CONTRACTUELLES	809 239	71 076	27 260	710 903
Cautions vis-à-vis du personnel	-	-	-	-
Cautions en douane données	9 875	9 875	-	-
TOTAL DES AUTRES ENGAGEMENTS DONNÉS	9 875	9 875	-	-
Autres engagements reçus	1 808	1 808	-	-
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS	1 808	1 808	-	-

NOTE 17. Dépréciation d'actifs

La transition énergétique aura un impact probable sur les prix futurs du pétrole et du gaz, et par conséquent sur la valeur recouvrable des immobilisations incorporelles et corporelles de l'industrie du pétrole et du gaz. Les principes appliqués pour la détermination des valeurs recouvrables sont les suivants :

- les flux de trésorerie ont été établis à partir des hypothèses retenues dans le budget 2023 et le plan stratégique de la Société approuvés par le Comité de direction et présentés au Conseil d'administration. Ces hypothèses, incluant notamment les coûts opérationnels, les estimations de réserves d'hydrocarbures, les volumes produits et commercialisés futurs, représentent la meilleure estimation par le management de la Société de l'ensemble des conditions économiques et techniques pendant la durée de vie résiduelle des actifs ;
- la Société, s'appuyant notamment sur des données de demande globale d'énergie issues du « *World Energy Outlook* » publié par l'AIE depuis 2016 et sur ses propres évaluations de l'offre et de la demande, établit des scénarios de prix du pétrole et du gaz en se fondant sur des hypothèses d'évolution d'indicateurs fondamentaux du secteur pétrolier (la demande en hydrocarbures sur les différents marchés, les prévisions d'investissement, le déclin des champs en production, l'évolution des réserves d'hydrocarbures et de l'offre par région et par qualité d'hydrocarbures) et en intégrant l'enjeu « climat » ;
- Ces scénarios de prix élaborés au sein de la direction financière prennent en compte également les études publiées par des agences internationales, des banques et des consultants indépendants. Ils sont ensuite approuvés par le Comité direction et présentés au Conseil d'administration ;
- Le World Energy Outlook 2022 de l'AIE prévoit trois scénarios qui sont des références importantes pour la Société : le STEPS (Stated Policies Scenario) et l'APS (Announced Pledges Scenario) à court / moyen terme, le NZE (Net Zero Emissions by 2050) à long terme ;
- Le STEPS n'intègre que les mesures climatiques déjà mises en œuvre à ce jour dans le monde et celles en cours de développement. L'APS intègre, pour sa part, les ambitions climatiques déclarées à ce jour dans le monde, dont les NDCs (Nationally Determined Contributions) et les ambitions de neutralité carbone. Il est compatible avec l'accord de Paris. Le NZE de l'AIE se comprend comme étant l'ensemble des actions à réaliser pour être compatible avec un scénario 1,5°C en 2050 (sans overshooting). Ce scénario normatif n'a donc pas de caractère prédictif sur la demande de pétrole à court et moyen terme, et donc les scénarios de prix qu'il propose n'intègrent pas une évolution « réaliste » de la demande. En

effet, ce scénario prévoit que la demande de pétrole baisse de 20 % entre 2020 et 2030 alors que, selon les projections de la Société et de la plupart des compagnies énergétiques ou des consultants, la demande se stabiliserait sur 2025-2030 avant de décliner à compter de 2030 ;

- Au-delà de la décennie 2020-2030, la trajectoire de prix du pétrole retenue par la Société converge à long terme vers le prix retenu en 2050 par le scénario NZE de l'AIE, soit 24,5 \$₂₀₂₂/b ; les prix retenus pour le gaz, énergie de transition (transition fuel), se stabilisent d'ici 2025 et jusqu'en 2040 à des niveaux plus faibles que les niveaux de prix actuels pour converger vers les prix du scénario NZE de l'AIE en 2050.

La trajectoire de prix du pétrole retenue par la Société repose sur les hypothèses suivantes :

- La demande de pétrole a connu une croissance soutenue post crise Covid accompagnant la reprise économique mondiale qui a généré des tensions fortes sur les prix de l'énergie à partir de mi-2021 et qui se sont exacerbées en 2022 avec la guerre en Ukraine. En dépit des risques de récession qui pèsent sur l'Europe en particulier, la demande globale de liquide en 2023 est prévue être supérieure à celle de 2019 pré-crise, notamment grâce à l'abandon des mesures de confinement en Chine permettant le redémarrage de l'activité industrielle. Elle devrait continuer de croître à horizon 2030, dans un contexte de croissance soutenue de la demande mondiale d'énergie. En effet, la croissance de la population et du niveau de vie, notamment dans les pays émergents, devraient soutenir la consommation de pétrole, et ce malgré l'électrification progressive des transports et les gains d'efficacité des moteurs thermiques, principalement dans les pays développés.

L'offre de pétrole quant elle se caractérise d'une part, par des coupes de production historiques décidées (et appliquées dans les faits) par les membres de la coalition OPEP+ et, d'autre part, par des difficultés rencontrées par certains producteurs non-OPEP+. Aux États-Unis, si la production 2023 est anticipée légèrement supérieure à celle de 2019, des doutes demeurent quant à la capacité de croissance supplémentaire de l'huile de schiste dans les années suivantes. TotalEnergies EP Gabon maintient son analyse selon laquelle la faiblesse des investissements dans le secteur pétrolier depuis 2015, accentuée par la crise sanitaire et économique de 2020 ainsi que par le déclin naturel des champs actuellement en production, conduisent à un équilibre mondial offre-demande qui restera tendu jusqu'à 2030. Ainsi, le scénario de prix du Brent retenu pour déterminer la valeur recouvrable des UGT prend en compte un prix stable à 70 \$₂₀₂₂/b de 2023 à 2030. Les évolutions observées cette fin d'année 2022, en particulier la recrudescence de la pandémie de la Covid en Chine, pourraient ralentir la reprise économique chinoise, et justifient donc ce niveau de prix dès 2023 ;

→ Au-delà de 2030, compte tenu des évolutions technologiques, notamment dans le domaine des transports, la demande de pétrole ne devrait plus connaître de croissance et le scénario de prix utilisé décroît linéairement pour atteindre 50 \$₂₀₂₂/b en 2040, puis 24,5 \$₂₀₂₂/b en 2050, en ligne avec le scénario NZE.

La moyenne des prix du Brent sur la période 2023-2050 s'établit ainsi à 53,9 \$₂₀₂₂/b.

Pour la détermination des coûts opérationnels futurs, il a été pris en compte les technologies actuelles, la fluctuation du prix des services pétroliers en fonction de l'évolution des marchés et les programmes internes de maîtrise des coûts effectivement mis en œuvre.

La détermination des valeurs recouvrables intègre par ailleurs un coût du CO₂ minimum de 100 \$/t ou le prix en vigueur dans un pays donné, s'il est supérieur. Au-delà de 2028, le prix du CO₂ est inflaté de 2 %/an.

Les flux de trésorerie futurs sont établis sur une période cohérente avec la durée de vie des actifs compris dans l'UGT. Ils sont établis après impôt et intègrent les risques spécifiques aux actifs. Ils sont actualisés à un taux de

8 % après impôt, ce taux correspondant au coût moyen pondéré du capital de TotalEnergies EP Gabon estimé à partir de données historiques de marché. Ce taux s'élevait à 7 % en 2021 et en 2020. La valeur d'utilité fondée sur les flux de trésorerie après impôt définis ci-dessus actualisés à un taux de 8 % après impôt n'est pas significativement différente de la valeur d'utilité fondée sur les flux de trésorerie avant impôt actualisés à un taux avant impôt, ce dernier étant déterminé par un calcul itératif fondé sur la valeur d'utilité après impôt. Les taux d'actualisation avant impôt ainsi déterminés se situent généralement entre 7 % et 14 %.

TotalEnergies EP Gabon continuera de revoir ses hypothèses de prix à mesure que la transition énergétique progresse et cela pourra conduire à des charges de dépréciations complémentaires dans le futur.

Les UGT de TotalEnergies EP Gabon sont définies comme des champs ou groupements de champs d'hydrocarbures intégrant des actifs industriels permettant la production, le traitement et l'évacuation de ces hydrocarbures. Au titre de l'exercice 2022, une dépréciation d'actif a été constatée pour un montant de 65 000 k\$. Ce montant se répartit sur les actifs de la manière suivante :

Exercice (en k\$)	2022
Permis non prouvés - droits miniers	2 000
Autres immobilisations incorporelles	
TOTAL IMMOBISATIONS INCORPORELLES	2 000
Terrains et agencements	
Installations techniques (y compris transport)	60 000
Autres immobilisations	
Immobilisations en cours	3 000
TOTAL IMMOBISATIONS CORPORELLES	63 000

En ce qui concerne les sensibilités :

- une baisse de 1 point du taux d'actualisation aurait un impact positif de 38 M\$ sur le résultat opérationnel et de 17 M\$ sur le résultat net de la Société ;
- une augmentation de 1 point du taux d'actualisation aurait un impact négatif complémentaire de l'ordre de 35 M\$ sur le résultat opérationnel et 16 M\$ sur le résultat net de TotalEnergies EP Gabon ;
- une variation à la baisse de 10 % du prix des hydrocarbures sur toute la durée du plan (donc un prix moyen du pétrole de l'ordre de 48 \$₂₀₂₂/b) aurait un impact négatif complémentaire de l'ordre de 167 M\$ sur le résultat opérationnel et de 75 M\$ sur le résultat net de la Société ;
- une variation à la baisse de 20 % du prix des hydrocarbures sur toute la durée du plan (donc un prix moyen

du pétrole de l'ordre de 43 \$₂₀₂₂/b) aurait un impact négatif complémentaire de l'ordre de 348 M\$ sur le résultat opérationnel et de 157 M\$ sur le résultat net de TotalEnergies EP Gabon ;

- la prise en compte d'un coût du CO₂ de 200 \$/t, inflaté de 2 %/an à partir de 2028 sur l'ensemble des actifs aurait un impact négatif complémentaire de l'ordre de 138 M\$ sur le résultat opérationnel et de 62 M\$ sur le résultat net de TotalEnergies EP Gabon.

NOTE 18. Risques

Exposition aux fluctuations des marchés

Les résultats de TotalEnergies EP Gabon sont sensibles aux différents facteurs parmi lesquels les plus significatifs sont les prix du pétrole, généralement exprimés en dollars, et les taux de change, notamment celui du dollar par rapport à l'euro et au franc CFA.

D'une manière générale, une hausse des prix du pétrole a un effet positif sur les résultats de TotalEnergies EP Gabon du fait de la meilleure valorisation de la production pétrolière. Inversement, une baisse des prix du pétrole se traduit par une dégradation des résultats.

Pour l'exercice 2022, TotalEnergies EP Gabon estime qu'une appréciation du cours du pétrole Brent de 1 dollar par baril entraînerait une amélioration du résultat net de l'année d'environ 2 M\$ et inversement (scénario retenu de 60 \$/b).

Une appréciation du dollar par rapport à l'euro de 0,10 dollar par euro engendrerait une amélioration du résultat net de l'année d'environ 5 M\$ et inversement.

Gestion du risque de contrepartie

Toute contrepartie bancaire avec laquelle TotalEnergies EP Gabon souhaite travailler pour des opérations de marché doit avoir été préalablement autorisée après appréciation de sa solidité financière, ainsi que de sa notation par les agences Standard & Poor's et Moody's, laquelle doit être de première qualité.

Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque de défaut d'une contrepartie face à ses engagements contractuels ou à l'encaissement des créances.

La Société est exposée au risque de crédit dans le cadre de ses activités opérationnelles. L'exposition maximum au risque de crédit est représentée en partie par les montants d'actifs financiers qui sont présentés dans le bilan.

L'exposition maximale à l'actif du bilan est détaillée dans le tableau suivant :

Au 31 décembre (en k\$)	2022	2021	2020
Prêts et avances	308 540	310 450	308 330
Clients et comptes rattachés	118 987	110 473	204 155
Autres créances d'exploitation	118 428	102 684	64 212
Trésorerie et équivalents de trésorerie	683 991	911 627	450 052
TOTAL	1 229 946	1 435 234	1 026 749

Au titre des exercices 2022, 2021 et 2020 aucune dépréciation sur les clients et comptes rattachés, sur les autres créances d'exploitation et sur les prêts et avances n'a été comptabilisée.

NOTE 19. Commissaires aux comptes

Titulaires

ERNST & YOUNG GABON
Immeuble Premium
Avenue du Colonel Parant
BP 2278 - Libreville, Gabon
Date de première nomination : 5 juin 2009.

Honoraires perçus ⁽¹⁾ (en euros)	2022	2021	2020
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes sociaux	55 700	61 900	61 900
Autres prestations	166 700	185 200	185 200
TOTAL	222 400	247 100	247 100

⁽¹⁾ Y compris membres de leur réseau.

M. Yves FUMANAL
BP 9451 - Libreville, Gabon
Date de première nomination : 22 mai 2018.

Honoraires perçus ⁽¹⁾ (en euros)	2022	2021	2020
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes sociaux	21 588	21 588	21 588
Autres prestations			
TOTAL	21 588	21 588	21 588

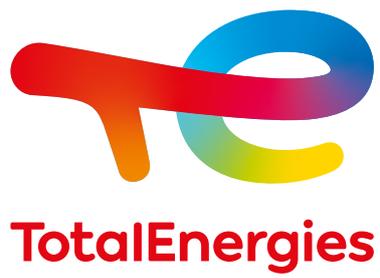
⁽¹⁾ Y compris membres de leur réseau.

⁽²⁾ En 2017, le second titulaire était M. Claude AYO IGUENDHA ; son adresse était CAIF, BP 3125, Libreville, Gabon.

Suppléants

Mme Christelle Tatiana ONANGA BOUYOU
BP 2278 - Libreville
Date de première nomination : 22 mai 2018.

CABINET D'EXPERTISE COMPTABLE ET D'AUDIT (CECA)
BP 9451 - Libreville
Date de première nomination : 22 mai 2018.



TotalEnergies EP Gabon

Société Anonyme avec Conseil
d'administration au Capital de 76 500 000
dollars américains réparti en 4 500 000
actions de 17 dollars américains
Siège Social : Boulevard Hourcq – BP 525
Port-Gentil (République gabonaise)
RCCM Port-Gentil 2000 B 00011.

ep.totalenergies.ga