

Éléments financiers

03



- 47** | Rapport d'audit des commissaires aux comptes sur les états financiers annuels
- 52** | Rapport de gestion du Conseil d'administration
- 54** | États financiers
- 59** | 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 2021, 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 24 mars 2022 sur la base des éléments disponibles à cette date dans un contexte évolutif de crise sanitaire liée au Covid-19.

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 2021, le compte de résultat, le tableau des flux de trésorerie, ainsi que les notes annexes. Ces états financiers annuels présentent un total bilan de 3.441 M\$ et un bénéfice net de l'exercice de 33 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.

> Évaluation de la dépréciation des actifs non courants des activités d'exploration et de production

RISQUE IDENTIFIÉ

Comme présenté dans la note 6 de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2021, les actifs non courants sont composés des immobilisations incorporelles (MUSD 8), des immobilisations corporelles (MUSD 1 975) et des sommes placées sur les comptes dédiés en prévision des travaux futurs de restitution des sites (MUSD 310).

Les dépréciations d'actifs non courants au titre de 2021 se sont élevées à MUSD 0 en résultat opérationnel.

La société réalise des tests de dépréciation sur ces actifs lorsqu'un indice de perte de valeur est identifié. Comme décrit dans l'annexe aux comptes dans la note « Principaux jugements et estimations comptables » et la note 17 « Dépréciations d'actifs », en lien avec la publication par l'AIE du « World Energy Outlook 2021 » et l'exposition de la société TotalEnergies EP Gabon à la mise en œuvre de la transition énergétique, la société a revu en 2021 ses scénarii de prix long-terme entre 2040 et 2050 retenus pour ses tests de dépréciation en faisant converger les prix des hydrocarbures vers les prix du scénario NZE de l'AIE en 2050. En effet, la note 17 précise que 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 et que ce scénario normatif n'a donc pas de caractère prédictif sur la demande de pétrole à court et moyen terme.

Par ailleurs, la société intègre en 2021, un prix du CO₂ de 40 \$/t avec pour hypothèse une augmentation linéaire de ce prix pour atteindre 100 \$/t en 2030. Ce prix est inflaté de 2 %/an au-delà.

La méthode de test de dépréciation est décrite dans la note 17 de l'annexe aux comptes. La société détermine la valeur recouvrable des actifs non courants sur la base des unités génératrices de trésorerie (UGT) qui regroupent les champs ou groupement de champs d'hydrocarbures intégrant des actifs industriels permettant la production, le traitement et l'évacuation des hydrocarbures. La valeur recouvrable a été évaluée pour chaque UGT, en tenant compte de l'environnement économique des activités et des conditions d'exploitation prévues par la direction générale de la société. Les principales hypothèses prises en compte par la société dans l'évaluation de la valeur recouvrable 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 impôt.

Par ailleurs, afin d'évaluer la résilience du portefeuille à différents paramètres, des sensibilités à plusieurs hypothèses, dont à une baisse de 10 % et 20 % du prix des hydrocarbures utilisés sur toute la durée du plan ont été calculées par le management, ainsi qu'une sensibilité à un prix du carbone allant jusqu'à 100 \$/t à partir de 2022 jusqu'en 2030.

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. Nos travaux ont inclus le test de certains contrôles portant sur la détermination des principales hypothèses retenues par la Direction sous-tendant la valeur recouvrable de ces actifs, tels que les estimations des prix futurs des hydrocarbures, le prix du carbone futur, des coûts opérationnels, des réserves d'hydrocarbures, et du taux d'actualisation après impôt.

Nos travaux sur les tests de dépréciation ont consisté principalement à :

- analyser l'existence d'indices de perte de valeur sur ces actifs, tels qu'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 CO₂, y compris en lien avec l'exposition de la société TotalEnergies EP Gabon à la mise en œuvre de la transition énergétique ;
- 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 et WorldBank) ;
- confronter les scénarii de prix des hydrocarbures retenus par la société à des informations sectorielles publiques (Agence internationale de l'énergie, brokers et consultants lorsque pertinent) ; en particulier le prix relatif aux scénarii SDS, NZE, considérés par l'AIE comme compatibles avec les Accords de Paris ;
- apprécier la cohérence des dates de fin de production appliquées dans les prévisions de flux de trésorerie pour les tests de dépréciation avec celles prévues dans les contrats au titre des fins de licence ;
- comparer les hypothèses principales à celles incluses dans les analyses et dans les budgets et prévisions approuvés par la Direction et le Conseil d'administration ;
- étudier les hypothèses de coûts opérationnels futurs en calculant des ratios coûts/production et en les comparant d'année en année ou à d'autres actifs similaires ;
- 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 le taux d'actualisation après impôt utilisé par la direction avec nos experts en évaluation, et le confronter aux taux retenus par des analystes de marché ;
- apprécier la cohérence des taux d'impôt retenus par la direction 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 scénarii des prix des hydrocarbures et du prix du carbone.

> 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 2021 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'expérience 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 2021 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 *cut-off* économique 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 2021.

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 24 mars 2022 sur la base des éléments disponibles à cette date dans un contexte évolutif de crise sanitaire liée au Covid-19.

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 22 avril 2022

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

appropriées 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 confortons 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 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

52

Commentaires sur le Compte de Résultats (IFRS)

Le résultat net s'établit à 33 M\$, en hausse par rapport à 2020 (-87 M\$). Il est principalement impacté par la hausse significative des prix qui compense la baisse de la production, ainsi qu'une moins-value de cession et des reprises de provisions pour remise en état des sites.

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires de l'exercice 2021 s'élève à 655 M\$ en hausse de 51 % par rapport à l'exercice 2020 (435 M\$), en raison de la hausse significative des prix de vente de la qualité de pétrole brut commercialisée par TotalEnergies EP Gabon entre ces deux périodes.

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 hausse de 39 % entre 2020 et 2021 résulte principalement de l'impact des prix de cession officielle de la redevance minière acquittée.

Autres charges d'exploitation

Les charges d'exploitation sont en baisse de 28 %. Cette baisse est principalement liée à un effet de périmètre suite à la cession des actifs non opérés et du terminal du Cap Lopez à Perenco Oil and Gas Gabon, ainsi qu'à des reprises de provisions pour remise en état des sites.

Charges d'exploration

Il n'y a eu que très peu d'activité d'exploration en 2021.

Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers

Les amortissements des immobilisations corporelles et droits miniers sont en baisse de 52 % en 2021 par rapport à 2020 du fait principalement de l'absence de dépréciation dans un contexte de prix favorable et la baisse des productions des champs opérés.

Autres produits

Ce poste porte principalement sur la cession d'actifs non opérés et du terminal du Cap Lopez à Perenco Oil and Gas Gabon.

Autres charges

Ce poste comprend principalement la Provision pour Investissements Diversifiés et la Provision pour Investissements dans les Hydrocarbures (PID-PIH) et la cession de stocks de consommables en 2021.

Coût de l'endettement financier

Le coût de l'endettement financier ressort en une charge de 2 M\$ en 2021 contre une charge de 4 M\$ en 2020. Il est principalement lié au coût financier des contrats de location.

Autres produits financiers

Ce poste comprend les pertes et profits de change. En 2021, le profit de change s'établit à 5 M\$ contre une perte de change de 7 M\$ en 2020.

Autres charges financières

Ce poste comprend principalement l'accrétion des provisions pour remise en état des sites. Le montant pour l'exercice 2021, en baisse par rapport à l'exercice précédent, s'établit à -24M\$ et reflète la variation des coûts des travaux futurs, et du taux d'actualisation.

Produit (charge) d'impôt

Le produit d'impôt de 7 M\$ présentée au compte de résultat en 2021 comprend une charge d'impôt courant de 43 M\$ et un produit d'impôt différé de 50 M\$.

Affectation du résultat

Le Conseil d'administration a décidé de proposer à l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires, convoquée le 31 mai 2022, la distribution d'un dividende de 16,67 dollars par action, soit 75 M\$ pour l'ensemble des actionnaires.

Commentaires sur le Tableau de Flux de Trésorerie

Flux de trésorerie d'exploitation

Dans un environnement favorable, la Société a généré un flux de trésorerie d'exploitation de 339 M\$ qui a permis de couvrir les investissements de l'exercice et le paiement du dividende versé en juin.

Flux de trésorerie d'investissement

Les investissements pétroliers s'élevèrent à 65 M\$, en hausse de 8 % par rapport à 2020 et d'amélioration de la fiabilité des équipements, réalisés en particulier lors de l'arrêt quinquennal du champ de Torpille au second trimestre 2021.

Flux de trésorerie d'investissement

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 le déclin

naturel des champs. Une description de ces risques figure aux pages 32 à 34 du présent rapport financier annuel.

Flux de trésorerie de financement

La Société a procédé à la mise en paiement le 10 juin 2021, d'un dividende de 4,5\$ par action. Le service du dividende correspondant s'est élevé à 20,25 M\$ pour l'ensemble de l'exercice. Les variations des dettes financières courantes inscrites en 2021 correspondent essentiellement à la variation des positions créditrices des comptes bancaires de la Société.

Trésorerie

La variation de trésorerie de TotalEnergies EP Gabon en 2021 est de 462 M\$, contre -250 M\$ en 2020.

Compte de résultat (en k\$)

Exercice		2021	2020	2019
Chiffre d'affaires	note 1	654 932	434 933	807 793
Achats, nets de variation de stocks	note 2	(166 460)	(119 409)	(208 780)
Autres charges d'exploitation	note 2	(123 967)	(171 429)	(177 388)
Charges d'exploration	note 2	(51)	(181)	(1 510)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	note 2	(181 681)	(377 377)	(263 065)
Autres produits	note 3	(121 064)	2 945	882
Autres charges	note 3	(15 330)	(1 500)	(12 629)
Coût de l'endettement financier	note 4	(1 955)	(3 929)	988
Autres produits financiers	note 4	5 067	(7 190)	1 104
Autres charges financières	note 4	(23 693)	(29 288)	(26 655)
Produit / (Charge) d'impôt	note 5	7 238	184 959	(70 362)
Résultat net		33 037	(87 465)	50 378
Nombre d'actions		4 500 000	4 500 000	4 500 000
RÉSULTAT NET PAR ACTION (en \$) ⁽¹⁾		7,34	(19,43)	11,20

⁽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	2021	2020	2019
Résultat net	33 037	(87 465)	50 378
Autres éléments du résultat global			
(Pertes) et gains actuariels	6 509	-	(424)
Effet d'impôts	(4 979)	-	324
RÉSULTAT GLOBAL	34 567	(87 465)	50 278

Bilan (en k\$)

Au 31 décembre		2021	2020	2019
ACTIF				
Actifs non courants				
Immobilisations incorporelles	note 6	7 788	9 261	12 006
Immobilisations corporelles	note 6	1 974 550	2 350 937	2 952 174
Autres actifs non courants	note 8	310 450	308 330	339 409
Total actifs non courants		2 292 788	2 668 528	3 303 589
Actifs courants				
Stocks	note 7	23 748	42 408	56 469
Clients et comptes rattachés	note 8	110 473	204 155	190 416
Autres créances	note 8	102 684	64 212	120 607
Trésorerie et équivalents de trésorerie	note 9	911 627	450 052	699 650
Actifs destinés à être cédés	note 6	-	392 052	-
Total actifs courants		1 148 532	1 152 879	1 067 142
TOTAL ACTIF		3 441 320	3 821 407	4 370 731
PASSIF				
Capitaux propres				
Capital		76 500	76 500	76 500
Primes et réserves consolidées		1 718 228	1 702 149	2 036 810
Total des capitaux propres	note 10	1 794 728	1 778 649	2 113 310
Passifs non courants				
Impôts différés	note 5	965 517	930 846	1 250 033
Engagements envers le personnel	note 11	7 060	11 595	10 623
Provisions et autres passifs non courants	note 12	434 721	727 927	717 046
Dettes financières non courantes	note 9	10 639	1 821	9 749
Total des passifs non courants		1 417 937	1 672 189	1 987 451
Passifs courants				
Fournisseurs et comptes rattachés	note 8	96 905	93 462	96 329
Autres créditeurs et dettes diverses	note 8	99 069	106 116	116 202
Dettes financières courantes	note 9	32 682	21 225	57 439
Passifs relatifs aux actifs destinés à être cédés	note 9	-	149 766	-
Total des passifs courants		228 655	370 569	269 970
TOTAL PASSIF		3 441 320	3 821 407	4 370 731

Tableau de flux de trésorerie (en k\$)

Au 31 décembre	2021	2020	2019
FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION			
Résultat net	33 037	(87 465)	50 378
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	181 681	377 377	263 065
Provisions et impôts différés	(64 319)	(209 500)	40 770
(Plus) / Moins-values sur cessions d'actifs	121 064	(2 945)	(882)
Diminution / (Augmentation) du besoin en fonds de roulement	67 927	34 685	126 833
Flux de trésorerie d'exploitation	339 390	112 152	480 164
FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT			
Investissements corporels et incorporels	(65 111)	(60 272)	(127 640)
Augmentation des prêts non courants	(6 736)	(9 216)	(13 645)
Investissements	(71 847)	(69 488)	(141 285)
Produits de cession d'actifs corporels et incorporels	210 996	2 945	-
Remboursement de prêts non courants	8 701	5 406	6 438
Désinvestissements	219 697	8 351	6 438
Flux de trésorerie d'investissement	147 850	(61 137)	(134 847)
FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT			
Dividendes payés	(20 250)	(249 480)	(49 500)
Variation des dettes financières courantes	(5 415)	(52 134)	(4 281)
Flux de trésorerie de financement	(25 665)	(301 614)	(53 781)
Augmentation / (Diminution) de la trésorerie	461 575	(249 599)	291 536
Trésorerie en début de période	450 052	699 651	408 115
TRÉSORERIE À FIN DE PÉRIODE	911 627	450 052	699 651

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

	Capital	Primes & réserves	Total des capitaux propres
CAPITAUX PROPRES AU 01/01/2019	76 500	2 033 489	2 109 989
Résultat de l'exercice	-	50 378	50 378
Autres éléments du résultat global	-	(100)	(100)
Résultat global	-	50 278	50 278
Distribution des dividendes	-	(49 500)	(49 500)
Autres éléments	-	2 543	2 543
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2019	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

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 la production d'hydrocarbures.

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 2021 ont été arrêtés par le Conseil d'administration du 24 mars 2022. Ils sont soumis pour approbation à l'Assemblée générale des actionnaires du 31 mai 2022.

Les états financiers sont présentés en dollars. Les montants sont arrondis au millier de dollars le plus proche, sauf indication contraire.

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

Base de préparation des états financiers

Ces états financiers incluent la Société ainsi que les quote-parts d'actifs et passifs relatifs aux *Joint Operations Arrangements* pétroliers contractuels dans lesquels la Société est impliquée. Au 31 décembre 2021, la liste des entreprises associées significatives est présentée dans le tableau suivant :

Nom et lieu des entreprises associées	Nature des opérations	Participations
Anguille	Exploitation	100,000%
Torpille	Exploitation	100,000%
Baudroie	Exploitation	100,000%

En application de la Directive 2007/14/CE de la Commission européenne, et du Règlement général de l'Autorité des marchés financiers, les comptes de la Société ont été établis en conformité avec les normes comptables internationales IFRS (*International Financial Reporting Standards*) telles qu'adoptées par l'Union européenne au 31 décembre 2021.

Les principes comptables appliqués pour les comptes consolidés au 31 décembre 2021 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2019. Aucune évolution normative n'a dû être appliquée par anticipation par la Société. Les comptes de TotalEnergies EP Gabon sont impactés par les crises sanitaire et pétrolière. 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 2021 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 la compagnie TotalEnergies S.E. Elles prennent en compte les conditions économiques et des analyses d'experts externes à la Société. Le taux d'actualisation est revu chaque année.

En 2021, la Société n'a pas eu recours à une dépréciation de ses actifs. Cette situation est présentée dans la note 17 « Dépréciations d'actifs ».

Les 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 ».

Changement climatique et transition énergétique

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.

Total Energies 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.

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 en 2040 vers le prix de 50 \$2022/b du scénario SDS de l'AIE. A partir de 2040, la trajectoire de prix converge vers le prix retenu en 2050 par le scénario NZE de l'AIE, soit 25 \$2022/b ; 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 les prix du scénario NZE de l'AIE en 2050.

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 40 \$/t (ou le prix en vigueur dans un pays donné s'il est supérieur) dans toutes ses décisions d'investissement, avec une hypothèse d'augmentation linéaire de ce prix pour atteindre 100 \$/t à partir de 2030 et au-delà.

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.

Événements significatifs de l'exercice

Cession d'actifs

Le 7 décembre 2021, TotalEnergies EP Gabon a annoncé la cession de ses participations dans sept champs matures en mer, ainsi que ses intérêts et le rôle d'opérateur dans le terminal pétrolier du Cap Lopez pour un prix ajusté de 211 millions de dollars.

Les opérations de cession ont été traitées conformément aux dispositions de la norme IRFS.

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 2021 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 créditeurs 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. Le produit des ventes lié aux activités de transport, stockage, traitement et chargement au terminal du Cap Lopez est ainsi reconnu lors de la réalisation du service sur la base des quantités mesurées en application des clauses de chaque contrat.

Exercice (en k\$)	2021		2020		2019	
	Volume	Valeur	Volume	Valeur	Volume	Valeur
Ventes de brut (Mb) ⁽¹⁾	8,9	605 906	10,2	389 979	11,9	772 595
Ventes de gaz (Mm ³)	12,68	1 687	31,2	4 090	37,2	5 094
Travaux, services vendus		47 339		40 864		30 104
CHIFFRE D'AFFAIRES		654 932		434 933		807 793

⁽¹⁾ Chiffres comprenant 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\$)	2021	2020	2019
Europe	476 293	338 604	724 049
Afrique	178 639	96 329	83 744
TOTAL	654 932	434 933	807 793

NOTE 2. Charges d'exploitation et amortissements

Charges d'exploitation

Exercice (en k\$)	2021	2020	2019
Achats, nets de variation de stocks ^{(1) (2)}	(166 460)	(119 409)	(208 780)
Autres charges d'exploitation ⁽³⁾	(123 967)	(171 429)	(177 853)
<i>dont (dotations) reprises de provisions</i>	(38 622)	2 949	(817)
Charges d'exploration	(51)	(181)	(1 510)
CHARGES D'EXPLOITATION	(290 478)	(291 019)	(387 678)

⁽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.

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\$)	2021	2020	2019
Dotations nettes d'amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles	(180 793)	(376 396)	(261 922)
Dotations nettes d'amortissements et dépréciations des droits miniers	(888)	(981)	(1 143)
TOTAL	(181 681)	(377 377)	(263 065)

NOTE 3. Autres produits et autres charges

Exercice (en k\$)	2021	2020	2019
Plus/Moins-values sur cessions d'actifs	(121 064)	2 945	882
AUTRES PRODUITS	(121 064)	2 945	882
Autres	(15 330)	(1 500)	(12 629)
AUTRES CHARGES	(15 330)	(1 500)	(12 629)

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

Exercice (en k\$)	2021	2020	2019
Coût financier IFRS16	(1 275)	1 940	(3 151)
Autre coût de l'endettement financier	(679)	(5 869)	4 139
TOTAL COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER	(1 955)	(3 929)	988

Le coût de l'endettement financier est principalement composé du coût (Libor plus une marge fixe) de la ligne de financement à long terme (voir note 9 « Disponibilités et endettement »).

Autres produits financiers et autres charges financières

Exercice (en k\$)	2021	2020	2019
(Perte)/Profit de change	5 067	(7 190)	1 104
AUTRES PRODUITS FINANCIERS	5 067	(7 190)	1 104
Effet de l'actualisation des provisions pour restitution des sites	(23 693)	(29 288)	(26 655)
AUTRES CHARGES FINANCIÈRES	(23 693)	(29 288)	(26 655)

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 ou le produit 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 76,5 % ;
- 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 ou le produit d'impôt sur les résultats s'analyse de la manière suivante :

Exercice (en k\$)	2021	2020	2019
Impôts courants	(42 816)	(55 562)	(56 742)
Impôts différés	50 054	240 521	(13 620)
PRODUIT / (CHARGE) D'IMPÔT	7 238	184 959	(70 362)

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

Au 31 décembre (en k\$)	2021	2020	2019
Déficit et crédit d'impôt reportable	37 485	21 009	-
Pensions, retraites et obligations similaires	5 355	9 945	8 159
Autres provisions non déductibles temporairement	58 905	58 140	49 596
Différentiels d'amortissement	(909 805)	(1 037 024)	(1 238 632)
Autres déductions fiscales temporaires	(154 605)	(62 498)	(69 156)
Litige fiscal	(597)	(5 183)	-
Autres sources relatives aux actifs destinées à être cédés	-	84 765	-
PASSIF NET D'IMPÔT DIFFÉRÉ	(963 262)	(930 846)	(1 250 033)

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.

Exercice (en k\$)	2021	2020	2019
Résultat net	33 037	(87 465)	50 378
Impôts sur les sociétés	7 238	184 959	(70 362)
Résultat avant impôt	25 799	(272 424)	120 740
Taux d'imposition théorique	76,5%	76,5%	76,5%
Charge d'impôt théorique	(19 736)	208 404	(92 366)
Effet fiscal du résultat imposé à un taux différent	39 566	(28 570)	(6 488)
Déficit et crédit d'impôt reportable	(37 485)	(21 009)	-
Différences permanentes	24 893	26 134	28 492
PRODUIT / (CHARGE) D'IMPÔT DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	7 238	184 959	(70 362)

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 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

Au 31 décembre 2019 (en k\$)	Valeur brute	Amortissements et dépréciations	Valeur nette
Droits miniers sur permis prouvés	83 576	(72 325)	11 251
Droits miniers sur permis non prouvés	10 091	(9 471)	620
Autres immobilisations incorporelles	17 063	(16 928)	135
TOTAL IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	110 730	(98 724)	12 006

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
2021	9 261	0	(229)	(888)	792	7 788
2020	12 006	0	0	(1 557)	(1 189)	9 261
2019	13 218	-	-	(1 143)	(69)	12 006

Au titre de l'exercice 2021, le détail de la colonne « Autres » dans le tableau de variation des immobilisations incorporelles correspond au reclassement des amortissements des investissements généraux.

Impact de la cession sur les actifs incorporelles

La variation des immobilisations incorporelles cédées dans le cadre de la cession à Perenco Oil and Gas Gabon d'actifs non stratégiques s'analyse comme suit :

	VNC des actifs cédés	Augmentations	Diminutions	Actifs destinés à être vendus - 2020
Incorporels	(1 377)	-	-	(1 377)
TOTAL	(1 377)	-	-	(1 377)

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 les 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. C'est le cas pour l'exercice 2021 où la méthode d'amortissement à l'unité de production est appliquée à l'ensemble des actifs sur 2021 en se basant sur les réserves prouvées évaluées avec le prix utilisé en 2020. Cette méthode est conforme à la norme IAS16.

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 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 constatés. 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 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	0	59 790
TOTAL IMMOBILISATIONS CORPORELLES	6 396 338	(4 045 402)	2 350 937

Au 31 décembre 2019 (en k\$)	Valeur brute	"Amortissements et dépréciations"	Valeur nette
Terrains	24 003	(21 992)	2 011
Installations techniques (y compris transport)	7 120 669	(4 352 653)	2 768 017
Autres immobilisations	125 261	(104 032)	21 229
Immobilisations en cours	160 917	-	160 917
TOTAL IMMOBILISATIONS CORPORELLES	7 430 850	(4 478 677)	2 952 174

Les variations des immobilisations corporelles s'analysent comme suit :

Exercice (en k\$)	Immobilisations incorporelles nettes au 1er janvier	Augmentations	Cessions	Dotations nettes d'amortissements et dépréciations	Autres	Immobilisations incorporelles nettes au 31 décembre
2021	2 350 937	65 111	(8 936)	(180 793)	(251 772)	1 974 550
2020	2 952 174	60 272	(2 470)	(376 396)	(282 373)	2 350 937
2019	3 014 750	127 640	-	(261 922)	71 706	2 952 174

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\$, le reclassement au titre d'IFRS 5 des actifs destinés à être cédés pour un montant de 355 231 k\$.

En 2019, la colonne « Autres » comprenait l'impact de la première application de la norme IFRS 16 pour un montant de 34 714 k\$.

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

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

Au 31 décembre 2019 (en k\$)	Valeur brute	Amortissements et dépréciations	Valeur nette
Terrains	-	-	-
Installations techniques (y compris transport)	56 995	(27 750)	29 245
Autres immobilisations	-	-	-
TOTAL IMMOBILISATIONS CORPORELLES	56 995	(27 750)	29 245

Impact de la cession sur les actifs corporels

La variation des immobilisations corporelles cédées dans le cadre de la cession à Perenco Oil and Gas Gabon d'actifs non stratégiques s'analyse comme suit :

	VNC des actifs cédés	Augmentations	Diminutions	Actifs destinés à être vendus - 2020
Corporels	(400 946)	10 512	-	(390 434)
RES	37 212	-	2 562	34 651
Financiers (Fonds RES)	(30 803)	-	4 089	(34 892)
TOTAL	(394 536)	10 512	6 651	(390 675)

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\$)	2021	2020	2019
Stocks de matériels consommables	89 525	106 559	117 754
Dépréciation des stocks de matériels	(65 778)	(64 151)	(61 285)
MONTANT NET	23 748	42 408	56 469

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 placées 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 2021, 2020 et 2019.

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	-	0	310 450

⁽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	0	-	-

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	0	-	-

L'état des créances et des dettes au 31 décembre 2019 est présenté ci-dessous :

CRÉANCES Au 31 décembre 2019 (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	342 135	1 851	-	1 851	338 443
Prêts et créances - non courants ⁽¹⁾	325 373	-	-	-	325 373
Prêts accordés aux salariés - non courants	16 734	1 851	-	1 851	13 132
Dépôts et cautionnements versés	28	-	-	-	28
Clients et comptes rattachés	190 451	174 969	-	-	15 482
Clients	190 451	174 969	-	-	15 482
Autres créances	119 451	119 805	-	-	-
Fournisseurs débiteurs	8 770	8 770	-	-	-
Personnel et organismes sociaux	3 950	3 950	-	-	-
Impôts sur les sociétés - créances	42 617	42 617	-	-	-
Créances sur États (taxes diverses)	24 199	24 199	-	-	-
Associés et partenaires	194	194	-	-	-
Sous-enlèvements	30 407	30 407	-	-	-
Autres débiteurs	9 668	9 668	-	-	-
TOTAL	652 391	296 625	0	1 851	353 915

⁽¹⁾ Fonds de restitution des sites.

DETTES Au 31 décembre 2019 (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	96 329	96 329	-	-	-
Fournisseurs et comptes rattachés	96 329	96 329	-	-	-
Autres débiteurs et dettes diverses	116 202	116 202	-	-	-
Dettes sociales	11 687	11 687	-	-	-
Dettes sur États (taxes diverses)	54 011	54 011	-	-	-
Associés et partenaires	19 599	19 599	-	-	-
Sur-enlèvements	21 564	21 564	-	-	-
Autres créditeurs	9 341	9 341	-	-	-
TOTAL	212 531	212 531	-	-	-

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 également 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\$)	2021	2020	2019
Emprunts financiers non courants	-	-	-
Autre dette financière non courante IFRS 16	(10 639)	(1 821)	(9 749)
MONTANT NET DETTE FINANCIÈRE NON COURANTE	(10 639)	(1 821)	(9 749)
Autre dette financière courante IFRS 16	8 671	(12 953)	(20 994)
Banques et organismes financiers créditeurs	(24 011)	(8 272)	(36 445)
Banques et caisses	911 627	450 052	699 650
MONTANT NET DETTE FINANCIÈRE COURANTE	896 287	428 827	642 210

Par ailleurs, TotalEnergies EP Gabon n'a pas 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 la compagnie TotalEnergies S.E., 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 2020 et au 31 décembre 2019.

La Société est incluse dans le périmètre de consolidation comptable de la société française TotalEnergies S.E., société mère de la compagnie TotalEnergies S.E. 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\$)	2021	2020	2019
Valeur actuarielle des droits accumulés au début de la période	12 595	10 623	9 665
Coût des services rendus de la période	1 471	1 234	1 230
Coût financier	0	237	240
Prestations payées	(497)	(357)	
(Gains) / Pertes actuariels	(6 509)	0	424
Écarts de conversion et autres	0	858	(936)
VALEUR ACTUARIELLE DES DROITS ACCUMULÉS À LA FIN DE LA PÉRIODE	7 060	12 595	10 623

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

Exercice (en k\$)	2021	2020	2019
Coût des services rendus de la période	1 471	1 234	1 230
Liquidations	(497)	(357)	-
Charge d'intérêt nette	0	237	240
COMPOSANTES DU COÛT DES PRESTATIONS DÉFINIES COMPTABILISÉES EN RÉSULTAT	974	1 114	1 470

Flux de trésorerie provisionnels

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\$)	
2021	101
2022	389
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)	2021	2020	2019
Taux d'actualisation	2,50%	2,50%	2,50%
Taux d'inflation	2,50%	2,50%	2,50%

La sensibilité de l'engagement à l'inflation et au taux d'actualisation est non significative.

Paiements en actions

TotalEnergies EP Gabon bénéficie du plan d'attribution d'actions de performance de la compagnie TotalEnergies S.E. À ce titre, certains salariés de TotalEnergies EP Gabon se voient attribuer des actions gratuites de TotalEnergies S.E. 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 S.E. 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 2016 à 2018 ;
- trois conditions de performance pour le Plan 2019 ;
- quatre conditions de performance pour le Plan 2020 ;
- cinq conditions de performance pour le Plan 2021.

Par ailleurs, la cession des actions attribuées définitivement au titre des Plans 2016 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 2021, le montant comptabilisé par TotalEnergies EP Gabon était de 199 k\$ (contre 442 k\$ en 2020 et 612 k\$ en 2019).

Plan 2021

Le Conseil d'administration a attribué, en date effective du 28 mai 2021, des actions de performance à certains salariés et mandataires sociaux de TotalEnergies S.E. 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), de la variation annuelle du cash flow net par action exprimé en dollars, 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) des clients de TotalEnergies en Europe relatifs aux exercices 2021, 2022 et 2023 et appliqués de la manière suivante :

- Pour 25% des actions, le classement de TotalEnergies S.E. par rapport à ses pairs (ExxonMobil, Shell, BP et

Chevron) sera effectué chaque année pendant les trois années d'acquisition (2021, 2022 et 2023) 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 TotalEnergies S.E. 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 (2021, 2022 et 2023) 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 40 \$/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 (MBA⁽¹⁾) 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 2021, 2022 et 2023 et correspondant à 42,4 Mt CO₂e pour 2021, 41,8 Mt CO₂e pour 2022 et 41,2 Mt CO₂e pour 2023.
 - 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) 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 : 2021 : -12 % ; 2022 : -14 % et 2023 : -16 %, 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) des clients de TotalEnergies S.E. en Europe atteignent l'objectif fixé ;
 - le taux d'attribution sera nul si les réductions des émissions de GES (Scope 3) des clients de TotalEnergies S.E. en Europe de l'année considérée sont inférieures de 4 points par rapport à l'objectif fixé, soit 2021 : -8 % ; 2022 : -10 % ; 2023 : -12 % ;
 - 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	2021	2020	2019
Charges de personnel			
Salaires et traitements (y compris charges sociales) (en k\$)	47 194	43 100	47 078
Effectifs au 31 décembre	222	268	275

NOTE 12. Passifs non courants

Au 31 décembre (en k\$)	2021	2020	2019
Provisions pour restitution de sites	420 994	709 699	693 667
Provisions pour risques et charges (exploitation)	13 727	18 228	23 379
TOTAL	434 721	727 927	717 046

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 40,9 M\$, avec une contrepartie en immobilisations corporelles ainsi qu'un impact positif de 1,1 M\$ sur le résultat net. À l'inverse, une augmentation de 0,5 % aurait un impact quasi-symétrique à l'effet de la diminution de 0,5 %.

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
2021	709 699	23 853	(274 773)	(403)	(37 381)	420 994
2020	693 667	29 788	48 902	(229)	(62 428)	709 699
2019	654 716	26 655	16 219	(623)	(3 300)	693 667

En 2021, la variation indiquée dans la colonne « Autres » correspond principalement à la révision des travaux de restitution des sites sur les actifs non opérés, sans impact sur le résultat de la période.

Provisions pour risques et charges

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

implicite, 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.

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\$)	2021	2020	2019
Stocks	(10 660)	(14 061)	(25 692)
Créances clients et comptes rattachés	(93 682)	13 739	(75 325)
Autres créances	37 530	(56 395)	(13 043)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	(4 442)	2 867	17 438
Autres débiteurs et dettes diverses	3 328	19 165	(30 211)
MONTANT NET	(67 927)	(34 685)	(126 833)

Détail des intérêts et impôts

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

Exercice (en k\$)	2021	2020	2019
Intérêts payés	(682)	(3 549)	(5 721)
Intérêts perçus	594	5 633	18 512
Impôts sur les bénéfices décaissés	-	-	-

Flux de trésorerie de financement

Exercice (en k\$)	2021	2020	2019
Remboursement de l'endettement non courant	-	-	-
MONTANT NET	-	-	-

NOTE 14. Parties liées

Les principales transactions réalisées avec les parties liées (principalement Total Oil Trading S.A.) ainsi que les créances et les dettes vis-à-vis de ces dernières sont les suivantes :

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

Bilan

Au 31 décembre (en k\$)	2021	2020	2019
Créances			
Clients et comptes rattachés	66 776	116 940	121 278
Dettes			
Fournisseurs et dettes diverses	5 227	1 347	4 214

Compte de résultat

Exercice (en k\$)	2021	2020	2019
Ventes	483 051	338 604	724 049
Autres produits	698	748	275
Autres charges	(40 474)	(45 116)	(52 715)

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	2021	2020	2019
Nombre de personnes	6	8	8
Rémunérations directes et indirectes (en k\$)	1 610	1 610	2 103
Charges de retraite (en k\$)	30	46	84

Le montant global des indemnités de fonction allouées à l'ensemble des membres du Conseil d'administration de la Société s'est élevé, en 2021, 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 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	-	-

Au 31 décembre 2019 (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	693 667	-	-	693 667
Obligations contractuelles au bilan	693 667	-	-	693 667
Contrats de location simple	30 867	-	30 474	393
Engagements d'achats et obligations d'investissements	291 761	218 559	73 202	-
Obligations contractuelles hors bilan	322 628	218 559	103 676	393
TOTAL DES OBLIGATIONS CONTRACTUELLES	1 016 295	218 559	103 676	694 060
Cautions vis-à-vis du personnel	-	-	-	-
Cautions en douane données	10 855	10 855	-	-
TOTAL DES AUTRES ENGAGEMENTS DONNÉS	10 855	10 855	-	-
Autres engagements reçus	1 681	1 681	-	-
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS	1 681	1 681	-	-

NOTE 17. Dépréciation d'actifs

La valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles est testée dès l'apparition d'indices de perte de valeur de ces actifs.

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 2022 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 2021 de l'AIE prévoit quatre 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 SDS (Sustainable Development Scenario) à moyen / long terme, et 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 prend également en compte les ambitions climatiques déclarées à ce jour dans le monde, dont les NDCs (Nationally Determined Contributions) et les ambitions de neutralité carbone. Le SDS tient compte des mesures nécessaires pour atteindre une élévation de température inférieure à 2°C par rapport au niveau pré-industriel d'ici 2100 ainsi que des objectifs énergétiques fixés dans le « 2030 Agenda for Sustainable Development » adopté en 2015 par les membres de l'ONU. 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 30 % entre 2020 et 2030 alors que, selon les projections de la Société et de la plupart 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 moyen terme, c'est-à-dire à horizon 2040, vers le prix de 50\$2022/b retenu par le scénario SDS de l'AIE, compatible avec l'Accord de Paris. A long terme, au-delà de 2040, la trajectoire de prix de la Société converge vers le prix retenu en 2050 par le scénario NZE de l'AIE, soit 25\$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 récession observée en 2020 du fait de la crise sanitaire a affecté fortement la demande de pétrole en 2020 et au début de l'année 2021. Elle devrait progressivement revenir à son niveau pré-crise en 2022 puis 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. La Société maintient son analyse selon laquelle la faiblesse des investissements dans le secteur pétrolier depuis 2015, accentuée par la crise sanitaire et économique de 2020, va se traduire à horizon 2025 par une insuffisance de capacités de production au niveau mondial. Ainsi, le scénario de prix du Brent retenu pour déterminer la valeur recouvrable des UGT est le suivant : 60\$2022/b en 2022, 63\$2022/b en 2023, 67\$2022/b en 2024 puis une stabilisation à 70\$2022/b de 2025 à 2030 ;
- 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, en ligne avec le scénario SDS, puis 25\$2022/b en 2050, en ligne avec le scénario NZE ;
- La moyenne des prix du Brent sur la période 2022-2050 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 40\$/t ou le prix en vigueur dans un pays donné, s'il est supérieur. Une hypothèse d'augmentation linéaire de ce prix pour atteindre 100\$/t en 2030 est prise en compte. Au-delà de 2030, le prix du CO₂ est de 100\$/t 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 7 % 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 2020 et en 2019. La valeur d'utilité fondée sur les flux de trésorerie après impôt définis ci-dessus actualisés à un taux de 7 % 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 %.

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 2021, la Société n'a comptabilisé aucune dépréciation sur ses UGT.

En ce qui concerne les sensibilités :

- Une baisse de 1 point du taux d'actualisation aurait un impact quasi-nul sur le résultat net de TotalEnergies EP Gabon ;
- Une augmentation de 1 point du taux d'actualisation aurait un impact négatif complémentaire de l'ordre de 5 millions de dollars 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 62 millions de dollars le résultat net TotalEnergies EP Gabon ;
- 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 125 millions de dollars sur le résultat net de TotalEnergies EP Gabon ;
- La prise en compte d'un coût du CO₂ de 100\$/t dès 2022 sur l'ensemble des actifs aurait un impact négatif complémentaire de l'ordre de 19 millions de dollars sur le résultat net de TotalEnergies Ep Gabon.

Compte tenu du scénario de prix du baril de Brent et du montant des réserves prouvées et probables d'hydrocarbures retenus par la Société dans le cadre de son arrêté 2021, aucune dépréciation d'actifs n'a été constatée.

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 2021, 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 40 \$/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 6 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\$)	2021	2020	2019
Prêts et avances	310 450	308 330	339 409
Clients et comptes rattachés	110 473	204 155	190 416
Autres créances d'exploitation	102 684	64 212	120 607
Trésorerie et équivalents de trésorerie	911 627	450 052	699 650
TOTAL	1 435 234	1 026 749	1 350 082

Au titre des exercices 2020, 2019 et 2018 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)	2021	2020	en 2019
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes sociaux	61 900	61 900	61 900
Autres prestations	185 200	185 200	185 200
TOTAL	247 100	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)	2021	2020	en 2019
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes sociaux	21 588	21 588	18 141
Autres prestations			
TOTAL	21 588	21 588	18 141

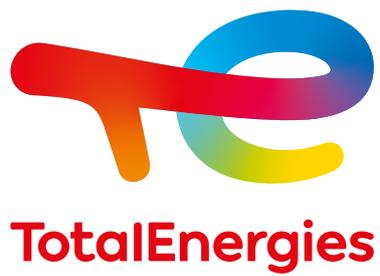
⁽¹⁾ Y compris membres de leur réseau.

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

Suppléants

Mme. Christelle Tatiana ONANGO 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