

## Résultats du quatrième trimestre 2023 et de l'année 2023

**Dans un environnement incertain, TotalEnergies affiche des résultats solides conformes à ses objectifs et confirme la pertinence de sa stratégie.**

**Dividende ordinaire en hausse de 7,1% - Pay-out à 46% du cash-flow**

**ROACE à 19% en 2023 au top des majors**

	4T23	Variation vs 3T23	2023	Variation vs 2022
Résultat net (part TotalEnergies) (G\$)	5,1	-24%	21,4	+4%
Résultat net ajusté (part TotalEnergies) <sup>(1)</sup>				
- en milliards de dollars (G\$)	5,2	-19%	23,2	-36%
- en dollar par action	2,16	-18%	9,40	-33%
EBITDA ajusté <sup>(1)</sup> (G\$)	11,7	-10%	50,0	-30%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) <sup>(1)</sup> (G\$)	8,5	-9%	35,9	-21%
Flux de trésorerie d'exploitation (G\$)	16,2	+70%	40,7	-14%
Ratio d'endettement <sup>(1)</sup> de 5,0% au 31 décembre 2023 contre 12,3% au 30 septembre 2023				

**Paris, le 7 février 2024** - Le Conseil d'administration de TotalEnergies SE, réuni le 6 février 2024 sous la présidence de Patrick Pouyanné, Président-directeur général, a arrêté les comptes de la Compagnie pour le quatrième trimestre 2023. A cette occasion, Patrick Pouyanné a déclaré :

« Dans un environnement incertain, TotalEnergies s'appuie sur sa stratégie de transition équilibrée combinant croissance des hydrocarbures, en particulier du GNL, et de l'électricité pour afficher des résultats solides sur l'année 2023, conformes à ses objectifs. Au quatrième trimestre, TotalEnergies a enregistré un résultat net ajusté de 5,2 G\$ et un cash-flow de 8,5 G\$. Le résultat net IFRS est de 5,1 G\$.

Sur l'année 2023, TotalEnergies a généré un résultat net ajusté de 23,2 G\$ et un cash-flow de 35,9 G\$. Le résultat net IFRS s'établit à 21,4 G\$ (19,8 G€) en 2023. La rentabilité des capitaux propres s'est établie cette année à 20% et la rentabilité des capitaux employés à 19%, au meilleur parmi les majors, cette année encore. TotalEnergies a investi 16,8 G\$ en 2023, dont 35% dans les énergies bas carbone, essentiellement dans l'électricité. La Compagnie a distribué des dividendes en hausse de 7,1% et a racheté pour 9 G\$ d'actions dont 1,5 G\$ résultant de la vente des actifs canadiens. TotalEnergies a poursuivi la réduction de sa dette nette à 6 G\$ pour un ratio d'endettement de 5%, bénéficiant d'une amélioration du fonds de roulement de 5 G\$. Le pay-out atteint ainsi 46,0% du cash-flow en 2023. La Compagnie a par ailleurs continué à partager ses excellents résultats avec ses collaborateurs partout dans le monde et notamment en France (enveloppe d'augmentation de salaire\* de 5%, prime de partage de la valeur\* d'au moins 2 000 € et accompagnement des salariés dans leur transition énergétique\*\*) et en faveur du pouvoir d'achat de ses clients (plafonnement à 1,99 €/L à la pompe, reconduction du bonus Conso sur le gaz et l'électricité).

La production Oil & Gas du quatrième trimestre s'est établie à 2,46 Mbep/j, bénéficiant d'une augmentation de la production de GNL de 7% sur le trimestre. Dans un environnement de Brent en repli, l'Exploration-Production réalise un trimestre solide, avec un résultat opérationnel net ajusté de 2,8 G\$ et un cash-flow de 4,7 G\$. Les coûts opératoires sont en baisse à 5,1 \$/bep grâce à la cession des actifs canadiens à coûts élevés. Sur l'année 2023, la production d'hydrocarbures (hors Novatek) est en hausse de 2%, tirée par la croissance de la production de GNL de 9% et l'Exploration-Production a généré un résultat opérationnel net ajusté de 10,9 G\$ et un cash-flow de 19,1 G\$. TotalEnergies a poursuivi ses succès d'exploration au Suriname, au Nigéria et en Namibie. La Compagnie affiche un taux de renouvellement sur un an de ses réserves prouvées de 141% pour une durée de vie de 12 ans au 31/12/2023, démontrant la richesse de son portefeuille de projets.

<sup>(1)</sup> Se référer au Glossaire pages 25 & 26 pour les définitions et informations additionnelles sur les indicateurs alternatifs de performance (Non-GAAP measures) et aux pages 21 et suivantes pour les tableaux de réconciliation.

\* Engagement concernant les salariés du périmètre du Socle Social Commun, soit environ 14 000 salariés en France.

\*\* Engagement concernant les salariés de toutes les sociétés basées en France détenues à 100 % ainsi que les salariés des sociétés détenues à au moins 50 % en cas d'accord de leurs organes de gouvernance.

*Le secteur Integrated LNG réalise des résultats robustes avec un résultat opérationnel net ajusté de 1,5 G\$ et un cash-flow de 1,8 G\$, en hausse respectivement de 8% et 7% sur le trimestre, du fait de la croissance de la production et de l'augmentation des prix du gaz sur la période. Sur l'année 2023, Integrated LNG génère un résultat opérationnel net ajusté de 6,2 G\$ et un cash-flow de 7,3 G\$, en retrait par rapport aux résultats exceptionnels de 2022 mais en hausse par rapport à ceux de 2021, bénéficiant de la croissance du portefeuille.*

*Au quatrième trimestre, le secteur Integrated Power a poursuivi sa croissance rentable avec un résultat opérationnel net ajusté et un cash-flow en hausse à respectivement 527 M\$ et 705 M\$. Sur l'année 2023, le cash-flow s'élève à 2,2 G\$, plus du double de celui de 2022 avec une rentabilité des capitaux moyens employés s'établissant à 9,8%, démontrant la pertinence du modèle intégré de la Compagnie sur la chaîne de valeur de l'électricité. TotalEnergies a annoncé plusieurs acquisitions confortant le modèle d'affaires de Integrated Power aux Etats-Unis et en Europe : 1,5 GW de CCGT flexibles au Texas, un agrégateur d'électricité renouvelable (9 GW) et un développeur de stockages par batterie (2 GW) en Allemagne.*

*Au quatrième trimestre, l'Aval réalise un résultat opérationnel net ajusté de 939 M\$ et un cash-flow de 1,7 G\$ dans un contexte de baisse des marges de raffinage et de faiblesse de la demande pétrochimique, en particulier en Europe. Avec un résultat opérationnel net ajusté à 6,1 G\$ et un cash-flow à 8,2 G\$, l'Aval réalise sur l'année 2023 une performance solide du fait notamment de la bonne disponibilité des capacités de raffinage en Europe et de marges soutenues tout au long de l'année, bien qu'en retrait par rapport aux niveaux historiques observés en 2022.*

*Compte tenu de la croissance structurelle du cash-flow et des rachats d'actions réalisés en 2023 (5,9% du capital), le Conseil d'administration propose à l'Assemblée Générale des actionnaires, prévue le 24 mai 2024, la distribution d'un solde de dividende de 0,79 €/action au titre de l'exercice 2023 portant le dividende au titre de 2023 à 3,01 €/action, soit une hausse de 7,1% par rapport au dividende ordinaire de l'exercice 2022. En outre, le Conseil confirme sa politique de retour à l'actionnaire à plus de 40% du cash-flow pour 2024, qui combinera une augmentation des acomptes sur dividende de 6,8 % à 0,79 €/action et des rachats d'actions pour 2 G\$ au premier trimestre, niveau qui restera la base des rachats trimestriels dans l'environnement actuel.»*

## 1. Faits marquants<sup>(2)</sup>

### Responsabilité sociétale et environnementale

- Publication du *TotalEnergies Energy Outlook 2023*, sur l'évolution du système énergétique mondial
- COP28
  - Soutien de TotalEnergies aux objectifs pour 2030 de triplement des capacités de production renouvelables, de doublement de l'efficacité énergétique ainsi que celui d'éliminer l'essentiel des émissions de méthane
  - Adhésion à l'*Oil & Gas Decarbonization Charter (OGDC)*
  - Contribution au fonds de la Banque Mondiale pour la réduction du torchage et des émissions de méthane
  - Mise à disposition de Petrobras (Brésil), SOCAR (Azerbaïdjan), Sonangol (Angola) et NNPC (Nigeria) de la technologie AUSEA pour mesurer les émissions de méthane
- Publication de la troisième édition du rapport sur les Droits Humains
- Lancement d'une évaluation externe du programme d'acquisitions foncières des projets EACOP & Tilenga
- Partage de la valeur avec les collaborateurs de TotalEnergies en France
  - Accord sur une enveloppe d'augmentation de salaire de 5% pour 2024 et une prime de partage de la valeur d'au moins 2 000 €, pour les collaborateurs du périmètre du Socle Social Commun
  - Engagement pour soutenir les collaborateurs\* dans leur transition énergétique

### Amont

- Cession de Surmont à ConocoPhillips pour un montant jusqu'à 3,3 G\$ et de l'ensemble des autres actifs canadiens à Suncor pour environ 1,3 G\$
- Mise en production de la seconde phase du champ de Mero, au Brésil
- Acquisition de participations additionnelles, en Namibie, dans les blocs 2913B et 2912
- Attribution d'un nouveau permis d'exploration offshore au Suriname
- Lancement d'une technologie sous-marine innovante de séparation et réinjection du gaz à haute teneur en CO<sub>2</sub> sur le champ de Mero, au Brésil
- Accord avec OMV pour l'acquisition de 50% de SapuraOMV, producteur de gaz, en Malaisie

### Aval

- Finalisation de la cession de réseaux de stations-service en Europe à Couche-Tard pour environ 3,8 G\$
- Cession à Prax Group d'une participation minoritaire dans la raffinerie de Natref en Afrique du Sud

### Integrated LNG

- Mise en service d'un terminal flottant d'importation de GNL au port du Havre, en France
- Extension du partenariat avec Oman LNG pour 10 ans et avec Qalhat LNG pour 5 ans

### Integrated Power

- Etats-Unis
  - Acquisition de 1,5 GW de capacité de production électrique flexible au Texas
  - Attribution au projet Attentive Energy One d'un contrat de 25 ans pour la fourniture de 1,4 GW d'électricité renouvelable à New York et au projet Attentive Energy Two d'un contrat de 20 ans pour la fourniture de 1,3 GW d'électricité renouvelable au New Jersey
  - Signature avec LyondellBasell d'un contrat de fourniture d'électricité de 15 ans
- Europe
  - Acquisition de Quadra Energy, agrégateur d'énergies renouvelables en Allemagne
  - Acquisition de Kyon Energy, l'un des principaux développeurs de stockage par batterie en Allemagne
  - Cession à PTTEP de 25,5% de la ferme éolienne en mer Seagreen pour 689 M\$, au Royaume-Uni
  - Elargissement du partenariat avec European Energy à l'éolien en mer dans trois pays scandinaves
  - Acquisition de 200 sites de recharge haute puissance du réseau Wenea en Espagne
  - Acquisition de trois start-ups dans le domaine de l'électricité, issues du programme TotalEnergies On

<sup>(2)</sup> Certaines des transactions mentionnées dans les faits marquants restent soumises à l'accord des autorités ou à la réalisation de conditions suspensives selon les termes des accords.

\* Engagement concernant les salariés de toutes les sociétés basées en France détenues à 100 % ainsi que les salariés des sociétés détenues à au moins 50 % en cas d'accord de leurs organes de gouvernance.

## 2. Principales données financières issues des comptes consolidés de TotalEnergies<sup>(1)</sup>

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	En millions de dollars, sauf le taux d'imposition, le résultat par action et le nombre d'actions	2023	2022	2023 vs 2022
11 696	13 062	15 997	-27%	EBITDA ajusté <sup>(1)</sup>	50 030	71 578	-30%
5 724	6 808	8 238	-31%	Résultat opérationnel net ajusté des secteurs	25 107	38 475	-35%
2 802	3 138	3 528	-21%	Exploration-Production	10 942	17 479	-37%
1 456	1 342	2 408	-40%	Integrated LNG	6 200	11 169	-44%
527	506	481	+10%	Integrated Power	1 853	975	+90%
633	1 399	1 487	-57%	Raffinage-Chimie	4 654	7 302	-36%
306	423	334	-8%	Marketing & Services	1 458	1 550	-6%
597	662	1 873	-68%	Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	3 000	8 254	-64%
37,7%	33,4%	41,4%		Taux moyen d'imposition <sup>(3)</sup>	37,5%	40,9%	
5 226	6 453	7 561	-31%	Résultat net ajusté (part TotalEnergies) <sup>(1)</sup>	23 176	36 197	-36%
2,16	2,63	2,97	-27%	Résultat net ajusté dilué par action (dollars) <sup>(4)</sup>	9,40	13,94	-33%
2,02	2,41	2,93	-31%	Résultat net ajusté dilué par action (euros) <sup>(5)</sup>	8,70	13,24	-34%
2 387	2 423	2 522	-5%	Nombre moyen pondéré dilué d'actions (millions)	2 434	2 572	-5%
5 063	6 676	3 264	+55%	Résultat net (part TotalEnergies)	21 384	20 526	+4%
6 139	4 283	3 935	+56%	Investissements organiques <sup>(1)</sup>	18 126	11 852	+53%
(5 404)	808	(133)	ns	Acquisitions nettes <sup>(1)</sup>	(1 289)	4 451	ns
735	5 091	3 802	-81%	Investissements nets <sup>(1)</sup>	16 837	16 303	+3%
8 500	9 340	9 135	-7%	Marge brute d'autofinancement (CFFO) <sup>(1)</sup>	35 946	45 729	-21%
8 529	9 551	9 361	-9%	Marge brute d'autofinancement hors frais financiers (DACF) <sup>(1)</sup>	36 451	47 025	-22%
16 150	9 496	5 618	x2,9	Flux de trésorerie d'exploitation	40 679	47 367	-14%

<sup>(3)</sup> Il se définit de la manière suivante : (impôt sur le résultat opérationnel net ajusté) / (résultat opérationnel net ajusté - quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence - dividendes reçus des participations - dépréciations des écarts d'acquisition + impôt sur le résultat opérationnel net ajusté).

<sup>(4)</sup> Conformément aux normes IFRS, le résultat net ajusté dilué par action est calculé à partir du résultat net ajusté diminué du coupon des titres subordonnés à durée indéterminée.

<sup>(5)</sup> Taux de change moyen €-\$ : 1,0751 au 4ème trimestre 2023, 1,0813 sur l'année 2023.

### 3. Principales données d'environnement, d'émissions de gaz à effet de serre et de production

#### 3.1 Environnement – prix de vente liquides et gaz, marge de raffinage

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22		2023	2022	2023 vs 2022
84,3	86,7	88,8	-5%	Brent (\$/b)	82,6	101,3	-18%
2,9	2,7	6,1	-52%	Henry Hub (\$/Mbtu)	2,7	6,5	-59%
13,3	10,6	32,3	-59%	NBP (\$/Mbtu)	12,6	32,4	-61%
15,2	12,5	30,5	-50%	JKM (\$/Mbtu)	13,8	33,8	-59%
80,2	78,9	80,6	-1%	Prix moyen de vente liquides (\$/b) <sup>(6),(7)</sup> Filiales consolidées	76,2	91,3	-17%
6,17	5,47	12,74	-52%	Prix moyen de vente gaz (\$/Mbtu) <sup>(6),(8)</sup> Filiales consolidées	6,64	13,15	-50%
10,28	9,56	14,83	-31%	Prix moyen de vente GNL (\$/Mbtu) <sup>(6),(9)</sup> Filiales consolidées et sociétés mises en équivalence	10,76	15,90	-32%
50,1	95,1	73,6	-32%	Marge sur coûts variables - Raffinage Europe, MCV (\$/t) <sup>(6),(10)</sup>	69,3	94,1	-26%

#### 3.2 Émissions de gaz à effet de serre<sup>(11)</sup>

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	Émissions Scope 1+2 (MtCO <sub>2</sub> e)	2023	2022	2023 vs 2022
7,9	8,5	10,1	-22%	Scope 1+2 des installations opérées <sup>(12)</sup>	34,6	39,7	-13%
7,2	7,5	8,3	-13%	dont Oil & Gas	30,3	32,5	-7%
0,7	1,0	1,8	-62%	dont CCGT	4,3	7,2	-40%
11,5	12,1	14,7	-22%	Scope 1+2 périmètre patrimonial	48,9	56,1	-13%

Emissions trimestrielles estimées.

Les émissions Scope 1+2 des installations opérées sont en baisse de 22% sur un an au quatrième trimestre 2023, grâce à la baisse continue du torchage sur les installations de l'Exploration-Production ainsi qu'à l'utilisation exceptionnelle des centrales électriques à gaz en 2022.

Les émissions de méthane des installations opérées sont en baisse de 19% en 2023 sur un an, principalement grâce à la baisse continue du torchage et des émissions fugitives sur les installations de l'Exploration-Production, et de 47% par rapport à l'année de référence 2020.

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	Émissions de Méthane (ktCH <sub>4</sub> )	2023	2022	2023 vs 2022
9	7	11	-21%	Émissions de méthane des installations opérées	34	42	-19%
11	9	10	+12%	Émissions de méthane périmètre patrimonial	40	47	-14%

Émissions trimestrielle estimées.

Émissions Scope 3 (MtCO <sub>2</sub> e)	2023	2022
Scope 3 Pétrole, Biocarburants et Gaz Monde <sup>(13)</sup>	355	389

<sup>(6)</sup> Ne prend pas en compte les activités de négoce de pétrole, de gaz et de GNL, respectivement.

<sup>(7)</sup> Ventes en \$ / Ventes en volume pour les filiales consolidées.

<sup>(8)</sup> Ventes en \$ / Ventes en volume pour les filiales consolidées.

<sup>(9)</sup> Ventes en \$ / Ventes en volume pour les filiales consolidées et sociétés mises en équivalence.

<sup>(10)</sup> Cet indicateur représente la marge moyenne sur coûts variables réalisée par le raffinage de TotalEnergies en Europe (égale à la différence entre les ventes de produits raffinés réalisées par le raffinage européen de TotalEnergies et les achats de pétrole brut avec les coûts variables associés, divisée par les quantités raffinées en tonnes).

<sup>(11)</sup> Les gaz à effet de serre (GES) désignent les six gaz à effet de serre du protocole de Kyoto, à savoir le CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, les HFC, les PFC et le SF<sub>6</sub>, avec leurs PRG (pouvoir de réchauffement global) respectifs tel que donné par le rapport du GIEC de 2007. Les HFC, PFC et le SF<sub>6</sub> sont quasiment absents des émissions de la Compagnie ou considérés comme non significatifs et ne sont donc pas comptabilisés.

<sup>(12)</sup> Les émissions de GES Scope 1+2 des installations opérées se définissent comme la somme des émissions directes de GES émanant de sites ou d'activités faisant partie du périmètre de reporting (tel que défini dans le Document d'enregistrement universel 2022 de la Compagnie) et des émissions indirectes liées aux imports d'énergie (électricité, chaleur, vapeur), sans inclure les gaz industriels achetés (H<sub>2</sub>).

<sup>(13)</sup> TotalEnergies rapporte les émissions de GES Scope 3, catégorie 11, qui correspondent aux émissions indirectes de GES liées à l'utilisation par les clients des produits énergétiques, c'est-à-dire provenant de leur combustion pour obtenir de l'énergie. La Compagnie suit les méthodologies sectorielles pour l'oil & gas publiées par l'IIPECA, conformes aux méthodologies du GHG Protocol. Afin d'éviter les doubles comptages, cette méthodologie comptabilise le volume le plus important sur les chaînes de valeur pétrole, biocarburants ou gaz, à savoir soit la production soit les ventes. Pour TotalEnergies, en 2023, le calcul des émissions de GES Scope 3 pour les chaînes de valeur pétrole et biocarburants, prend en compte les ventes de produits (supérieures à la production) et pour la chaîne de valeur gazière, les ventes de gaz soit sous forme de GNL, soit dans le cadre de marketing aux clients B2B/B2C (supérieures aux productions de gaz commercialisable).

### 3.3 Production<sup>(14)</sup>

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	Production d'hydrocarbures	2023	2022	2023 vs 2022
2 462	2 476	2 812	-12%	Production d'hydrocarbures (kbep/j)	2 483	2 765	-10%
1 341	1 399	1 357	-1%	Pétrole (y compris bitumes) (kb/j)	1 388	1 307	+6%
1 121	1 077	1 455	-23%	Gaz (y compris Condensats et LGN associés) (kbep/j)	1 095	1 458	-25%
2 462	2 476	2 812	-12%	Production d'hydrocarbures (kbep/j)	2 483	2 765	-10%
1 506	1 561	1 570	-4%	Liquides (kb/j)	1 550	1 519	+2%
5 158	4 921	6 681	-23%	Gaz (Mpc/j)	5 028	6 759	-26%
2 462	2 476	2 475	-1%	Production d'hydrocarbures hors Novatek (kbep/j)	2 483	2 437	+2%

La production d'hydrocarbures, de 2 462 milliers de barils équivalent pétrole par jour au quatrième trimestre 2023, est en baisse de 1% sur le trimestre. La hausse de la production de GNL a partiellement compensé la cession des actifs de sables bitumineux au Canada effective ce trimestre.

La production d'hydrocarbures a été de 2 483 milliers de barils équivalent pétrole par jour en 2023, en hausse de 2% sur un an (hors Novatek) en raison des éléments suivants :

- +4% lié aux démarrages et à la montée en puissance de projets, notamment Johan Sverdrup Phase 2 en Norvège, Mero 1 au Brésil, Ikike au Nigéria, le Bloc 10 en Oman, et Absheron en Azerbaïdjan,
- +1% lié à l'amélioration des conditions de sécurité au Nigéria et en Libye,
- +1% lié à de moindres arrêts planifiés et non planifiés, notamment sur Kashagan au Kazakhstan,
- -1% d'effet périmètre, notamment lié à la fin des licences d'exploitation de Bongkot en Thaïlande, à la sortie du champ de Termokarstovoye en Russie, à la cession des actifs dans les sables bitumineux au Canada et au retrait effectif du Myanmar, partiellement compensés par les entrées dans les champs en production de SARB Umm Lulu aux Emirats Arabes Unis, de Sépia et Atapu au Brésil et de Ratawi en Irak, et par l'augmentation de la participation dans les concessions de Waha en Libye,
- -3% lié au déclin naturel des champs.

<sup>(14)</sup> Production de la Compagnie = production de l'EP + production d'Integrated LNG.

## 4. Analyse des résultats des secteurs

### 4.1 Exploration-Production

#### 4.1.1 Production

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	Production d'hydrocarbures	2023	2022	2023 vs 2022
1 998	2 043	2 309	-13%	EP (kbep/j)	2 034	2 296	-11%
1 448	1 507	1 512	-4%	Liquides (kb/j)	1 492	1 466	+2%
2 946	2 865	4 261	-31%	Gaz (Mpc/j)	2 900	4 492	-35%
1 998	2 043	2 030	-2%	EP hors Novatek (kbep/j)	2 034	2 025	+0,4%

#### 4.1.2 Résultats

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	En millions de dollars, sauf le taux moyen d'imposition	2023	2022	2023 vs 2022
2 802	3 138	3 528	-21%	Résultat opérationnel net ajusté	10 942	17 479	-37%
130	125	316	-59%	Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	539	1 335	-60%
47,7%	44,6%	54,4%		Taux moyen d'imposition <sup>(15)</sup>	50,0%	50,8%	
3 117	2 557	2 219	+40%	Investissements organiques <sup>(1)</sup>	10 232	7 507	+36%
(4 306)	(514)	105	ns	Acquisitions nettes <sup>(1)</sup>	(2 706)	2 520	ns
(1 189)	2 043	2 324	ns	Investissements nets <sup>(1)</sup>	7 526	10 027	-25%
4 690	5 165	4 988	-6%	Marge brute d'autofinancement (CFFO) <sup>(1)</sup>	19 126	26 080	-27%
5 708	4 240	4 035	+41%	Flux de trésorerie d'exploitation	18 531	27 654	-33%

Le résultat opérationnel net ajusté de l'Exploration-Production s'est établi à :

- 2 802 M\$ au quatrième trimestre 2023, en baisse de 11% sur le trimestre, principalement à cause de la baisse des prix du pétrole
- 10 942 M\$ en 2023, en baisse de 37% sur un an, principalement en raison de la baisse des prix du pétrole et du gaz.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) s'est établie à :

- 4 690 M\$ au quatrième trimestre 2023, en baisse de 9% sur le trimestre, principalement à cause de la baisse des prix du pétrole
- 19 126 M\$ en 2023, en baisse de 27% sur un an, en raison de la baisse des prix du pétrole et du gaz.

<sup>(15)</sup> Il se définit de la manière suivante : (impôt sur le résultat opérationnel net ajusté) / (résultat opérationnel net ajusté - quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence - dividendes reçus des participations - dépréciations des écarts d'acquisition + impôt sur le résultat opérationnel net ajusté).



## 4.2 Integrated LNG

### 4.2.1 Production

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	Production d'hydrocarbures pour le GNL	2023	2022	2023 vs 2022
464	433	503	-8%	Integrated LNG (kbep/j)	449	469	-4%
58	54	58	-2%	Liquides (kb/j)	58	53	+10%
2 212	2 056	2 420	-9%	Gaz (Mpc/j)	2 128	2 267	-6%
464	433	445	+4%	Integrated LNG hors Novatek (kbep/j)	449	413	+9%

  

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	GNL (Mt)	2023	2022	2023 vs 2022
11,8	10,5	12,7	-7%	Ventes totales de GNL	44,3	48,1	-8%
4,0	3,7	4,4	-10%	incl. Ventes issues des quotes-parts de production*	15,2	17,0	-10%
10,8	9,4	11,4	-6%	incl. Ventes par TotalEnergies issues des quotes-parts de production et d'achats auprès de tiers	40,1	42,8	-6%

\* Les quotes-parts de production de la Compagnie peuvent être vendues par TotalEnergies ou par les joint-ventures.

La production d'hydrocarbures pour le GNL (hors Novatek) a augmenté de 7 % sur le trimestre, reflétant la baisse des maintenances non planifiées. Sur l'année 2023, la production de GNL (hors Novatek) a augmenté de 9 % par rapport à 2022 en raison de l'augmentation des volumes produits pour NLNG au Nigeria et d'une disponibilité accrue d'Ichthys en Australie et Snøwhit en Norvège.

Les ventes de GNL au quatrième trimestre ont augmenté de 13% par rapport au trimestre précédent, principalement grâce à une hausse de la production et des achats spot. Les ventes de GNL ont diminué de 8 % sur un an, principalement en raison de la baisse des achats spot en réponse à une demande moins élevée en Europe, résultant d'un hiver plus doux et de niveaux de stock élevés.

### 4.2.2 Résultats

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	En millions de dollars	2023	2022	2023 vs 2022
1 456	1 342	2 408	-40%	Résultat opérationnel net ajusté	6 200	11 169	-44%
500	385	1 213	-59%	Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	2 103	5 637	-63%
790	495	195	x4,1	Investissements organiques <sup>(1)</sup>	2 063	519	x4
48	84	19	x2,5	Acquisitions nettes <sup>(1)</sup>	1 096	(47)	ns
838	579	214	x3,9	Investissements nets <sup>(1)</sup>	3 159	472	x6,7
1 763	1 648	2 688	-34%	Marge brute d'autofinancement (CFFO) <sup>(1)</sup>	7 293	9 784	-25%
2 702	872	134	x20,2	Flux de trésorerie d'exploitation	8 442	9 604	-12%

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Integrated LNG s'est établi à 1 456 M\$ au quatrième trimestre 2023, en hausse de 8 % sur le trimestre, reflétant l'évolution positive des prix et des volumes de production. Sur l'année 2023, le résultat opérationnel net ajusté du secteur Integrated LNG s'est établi à 6 200 M\$, en baisse de 37 % par rapport à l'année précédente (hors Novatek), principalement en raison de l'environnement exceptionnel connu en 2022 du fait de la crise énergétique en Europe, liée au conflit russo-ukrainien.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) du secteur Integrated LNG s'est établie à 1 763 M\$ au quatrième trimestre 2023, en hausse de 7 % sur le trimestre, reflétant l'évolution des prix et des volumes de production. La marge brute d'autofinancement du secteur Integrated LNG a diminué de 25 % par rapport à l'année précédente (hors Novatek), principalement en raison de la baisse des prix du GNL, partiellement compensée par des marges élevées réalisées en 2022 sur les cargaisons de GNL livrés en 2023.



## 4.3 Integrated Power

### 4.3.1 Productions, capacités, clients et ventes

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	Integrated Power	2023	2022	2023 vs 2022
8,0	8,9	9,4	-16%	Production nette d'électricité (TWh) *	33,4	33,2	+1%
5,5	5,4	3,3	+65%	dont à partir de sources renouvelables	18,9	10,4	+82%
2,5	3,5	6,1	-59%	dont CCGT	14,5	22,8	-36%
17,3	15,9	12,0	+44%	Capacités nettes installées de génération électrique (GW) **	17,3	12,0	+44%
13,0	11,6	7,7	+69%	dont renouvelable	13,0	7,7	+69%
4,3	4,3	4,3	-	dont CCGT	4,3	4,3	-
80,1	80,5	69,0	+16%	Capacités brutes en portefeuille de génération électrique renouvelable (GW) **,***	80,1	69,0	+16%
22,4	20,2	16,8	+33%	dont capacités installées	22,4	16,8	+33%
5,9	6,0	6,1	-3%	Clients électricité - BtB et BtC (Million) **	5,9	6,1	-3%
2,8	2,8	2,7	+1%	Clients gaz - BtB et BtC (Million) **	2,8	2,7	+1%
13,9	11,2	14,6	-5%	Ventes électricité - BtB et BtC (TWh)	52,1	55,3	-6%
30,7	13,8	28,1	+9%	Ventes gaz - BtB et BtC (TWh)	100,9	96,3	+5%

\* Solaire, éolien, hydroélectricité et centrales à gaz à cycle combiné.

\*\* Données à fin de période.

\*\*\* Dont 20% des capacités brutes de Adani Green Energy Ltd à partir du premier trimestre 2021, 50% des capacités brutes de Clearway Energy Group à partir du troisième trimestre 2022 et 49% des capacités brutes de Casa dos Ventos à partir du premier trimestre 2023.

La production nette d'électricité s'établit à 8,0 TWh au quatrième trimestre 2023, en baisse de 10 % sur le trimestre du fait d'une contribution plus faible des CCGT. Pour l'ensemble de l'année 2023, la production nette d'électricité s'établit à 33,4 TWh, en hausse de 1 % par rapport à l'année précédente. La baisse de la production des centrales électriques flexibles, qui avaient connu une utilisation exceptionnelle en 2022 en Europe du fait de la crise énergétique, a été plus que compensée par la hausse de la production d'électricité à partir de sources renouvelables, compte tenu de l'intégration à 100 % de Total Eren, de la contribution de Clearway aux Etats-Unis et de Casa dos Ventos au Brésil.

La capacité brute installée de génération électrique renouvelable a dépassé les 22 GW à la fin du quatrième trimestre 2023, en croissance de plus de 2 GW sur le trimestre, dont 1,3 GW installé aux États-Unis (Clearway, Danish Fields) et 0,5 GW provenant de la constitution d'une nouvelle JV 50/50 avec AGEL en Inde. La capacité brute installée renouvelable a augmentée de près de 6 GW sur l'année 2023.

### 4.3.2 Résultats

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	En millions de dollars	2023	2022	2023 vs 2022
527	506	481	+10%	Résultat opérationnel net ajusté	1 853	975	+90%
21	37	88	-76%	Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	137	201	-32%
674	578	455	+48%	Investissements organiques <sup>(1)</sup>	2 582	1 385	+86%
532	1 354	(230)	ns	Acquisitions nettes <sup>(1)</sup>	2 363	2 136	+11%
1 206	1 932	225	x5,4	Investissements nets <sup>(1)</sup>	4 945	3 521	+40%
705	516	439	+61%	Marge brute d'autofinancement (CFFO) <sup>(1)</sup>	2 152	970	x2,2
638	1 936	861	-26%	Flux de trésorerie d'exploitation	3 573	66	x54,1

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Integrated Power s'est établi à :

- 527 M\$ au quatrième trimestre 2023, en hausse de 10 % sur un an et de 4 % sur le trimestre grâce à la performance du portefeuille intégré sur la chaîne de valeur de l'électricité,
- 1 853 M\$ en 2023, en hausse de 90 % sur un an, démontrant la pertinence du modèle intégré sur la chaîne de valeur de l'électricité : renouvelables, CCGT, négoce et marketing B2B et B2C.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) du secteur Integrated Power s'est établie à :

- 705 M\$ au quatrième trimestre 2023, en hausse de 61 % sur un an et de 37 % sur le trimestre, bénéficiant en outre de distributions de dividendes des sociétés mises en équivalence.
- 2 152 M\$ en 2023, plus du double de 2022, tous les segments de la chaîne de valeur ayant contribué à cette croissance.

## 4.4 Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)

### 4.4.1 Résultats

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	En millions de dollars	2023	2022	2023 vs 2022
939	1 822	1 821	-48%	Résultat opérationnel net ajusté	6 112	8 852	-31%
1 504	625	1 023	+47%	Investissements organiques <sup>(1)</sup>	3 105	2 354	+32%
(1 679)	(115)	(28)	ns	Acquisitions nettes <sup>(1)</sup>	(2 042)	(159)	ns
(175)	510	995	ns	Investissements nets <sup>(1)</sup>	1 063	2 195	-52%
1 692	2 205	1 681	+1%	Marge brute d'autofinancement (CFFO) <sup>(1)</sup>	8 171	10 069	-19%
6 584	2 266	939	x7	Flux de trésorerie d'exploitation	9 914	11 787	-16%

## 4.5 Raffinage-Chimie

### 4.5.1 Volumes raffinés, production de produits pétrochimiques et taux d'utilisation

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	Volumes raffinés et taux d'utilisation*	2023	2022	2023 vs 2022
1 381	1 489	1 389	-1%	Total volumes raffinés (kb/j)	1 436	1 472	-2%
444	489	312	+42%	France	414	348	+19%
582	589	580	-	Reste de l'Europe	592	623	-5%
355	410	497	-29%	Reste du monde	431	501	-14%
79%	84%	77%		Taux d'utilisation sur bruts traités**	81%	82%	

\* Y compris les raffineries africaines reportées dans le secteur Marketing & Services.

\*\* Sur la base de la capacité de distillation en début d'année.

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	Production de produits pétrochimiques et taux d'utilisation	2023	2022	2023 vs 2022
1 114	1 330	1 095	+2%	Monomères* (kt)	4 896	5 005	-2%
985	1 070	917	+7%	Polymères (kt)	4 130	4 549	-9%
60%	75%	66%		Taux d'utilisation des vapocraqueurs**	69%	76%	

\* Oléfines.

\*\* Sur la base de la production d'oléfines issue des vapocraqueurs et de leurs capacités de production en début d'année.

Les volumes raffinés sont :

- en baisse de 7% sur le trimestre en raison de l'impact des grands arrêts à Satorp et à Anvers et du redémarrage progressif de Port Arthur,
- en baisse de 2% sur un an en 2023 reflétant un taux d'utilisation légèrement inférieur compte tenu du programme de grands arrêts de l'année.

La production de produits pétrochimiques est :

- en baisse de 16% pour les monomères et de 8% pour les polymères sur le trimestre, du fait de la faiblesse de la demande principalement en Europe, impactant le taux d'utilisation des vapocraqueurs,
- en baisse de 2% pour les monomères et de 9% pour les polymères sur un an en 2023 pour les mêmes raisons, partiellement compensées, pour les monomères, par la montée en puissance du craqueur d'éthane de Port Arthur, aux Etats-Unis.

## 4.5.2 Résultats

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	En millions de dollars	2023	2022	2023 vs 2022
633	1 399	1 487	-57%	Résultat opérationnel net ajusté	4 654	7 302	-36%
1 002	386	585	+71%	Investissements organiques <sup>(1)</sup>	2 040	1 319	+55%
(11)	(97)	(5)	ns	Acquisitions nettes <sup>(1)</sup>	(118)	(38)	ns
991	289	580	+71%	Investissements nets <sup>(1)</sup>	1 922	1 281	+50%
1 173	1 618	1 144	+3%	Marge brute d'autofinancement (CFFO) <sup>(1)</sup>	5 853	7 704	-24%
4 825	2 060	232	x20,8	Flux de trésorerie d'exploitation	7 957	8 663	-8%

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Raffinage-Chimie s'établit :

- à 633 M\$ au quatrième trimestre 2023, en baisse de 55% sur le trimestre, en lien avec la baisse des marges de raffinage, avec les maintenances planifiées et arrêts non planifiés sur les raffineries de Port Arthur aux Etats-Unis, Satorp en Arabie Saoudite et d'Anvers en Belgique et avec la faiblesse de la demande pétrochimique, en particulier en Europe,
- à 4 654 M\$ en 2023, en baisse de 36% par rapport à 2022, en lien avec l'évolution des volumes traités et des marges de raffinage.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) est :

- de 1 173 M\$ au quatrième trimestre 2023 en baisse de 28% sur le trimestre, pour les mêmes raisons, partiellement compensées par des distributions de dividendes des sociétés mises en équivalence,
- de 5 853 M\$ en 2023, en baisse de 24%, pour les mêmes raisons.

## 4.6 Marketing & Services

### 4.6.1 Ventes de produits pétroliers

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	Ventes en kb/j*	2023	2022	2023 vs 2022
1 341	1 399	1 450	-7%	Total des ventes du Marketing & Services	1 375	1 468	-6%
755	792	816	-8%	Europe	776	824	-6%
587	608	634	-7%	Reste du monde	599	644	-7%

\* Hors négoce international (trading) et ventes massives Raffinage.

Les ventes de produits pétroliers sont en baisse sur un an de 7% au quatrième trimestre 2023 et de 6% sur 2023, la baisse de la demande professionnelle et industrielle en Europe et l'effet de périmètre lié à la cession de 50% de l'activité de distribution de carburants en Egypte ayant été partiellement compensés par la reprise de l'activité aviation.

### 4.6.2 Résultats

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	En millions de dollars	2023	2022	2023 vs 2022
306	423	334	-8%	Résultat opérationnel net ajusté	1 458	1 550	-6%
502	239	438	+15%	Investissements organiques <sup>(1)</sup>	1 065	1 035	+3%
(1 668)	(18)	(23)	ns	Acquisitions nettes <sup>(1)</sup>	(1 924)	(121)	ns
(1 166)	221	415	ns	Investissements nets <sup>(1)</sup>	(859)	914	ns
519	587	537	-3%	Marge brute d'autofinancement (CFFO) <sup>(1)</sup>	2 318	2 365	-2%
1 759	206	707	x2,5	Flux de trésorerie d'exploitation	1 957	3 124	-37%

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Marketing & Services s'élève à 306 M\$ au quatrième trimestre 2023 et 1 458 M\$ sur 2023, en baisse respective de 8% et 6% sur un an, en lien avec la baisse des ventes.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) est en baisse de 3% sur un an à 519 M\$ au quatrième trimestre 2023 et de 2% sur un an à 2 318 M\$ en 2023.

## 5. Résultats de TotalEnergies

### 5.1 Résultat opérationnel net ajusté des secteurs

Le résultat opérationnel net ajusté des secteurs a atteint :

- 5 724 M\$ au quatrième trimestre 2023, contre 6 808 M\$ au troisième trimestre 2023, en raison principalement de la baisse du prix du pétrole et des marges de raffinage,
- 25 107 M\$ sur l'année 2023, contre 38 475 M\$ en 2022, en raison de la baisse des prix du pétrole, du gaz et des marges de raffinage par rapport à l'environnement exceptionnel de 2022.

### 5.2 Résultat net ajusté<sup>(1)</sup> (part TotalEnergies)

Le résultat net ajusté part TotalEnergies s'est établi à 5 226 M\$ au quatrième trimestre 2023 contre 6 453 M\$ au troisième trimestre 2023, pour les mêmes raisons.

Les éléments d'ajustement du résultat net représentent un montant de -163 M\$ au quatrième trimestre 2023, constitués principalement de :

- +1,8 G\$ de plus-value de cession, notamment sur les cessions du réseau de distribution en Allemagne et des actifs de la Compagnie au Canada,
- -1,0 G\$ de dépréciations et provisions exceptionnelles principalement relatives à des actifs matures amont au Congo ainsi que sur Al Shaheen au Qatar, lié à des effets fiscaux temporels,
- -0,3 G\$ d'effets de stock et variation de juste valeur,
- -0,6 G\$ d'autres ajustements, notamment liés à l'impact de la dévaluation du peso argentin et de la contribution sur rente inframarginale des CCGT en France.

Les éléments d'ajustement du résultat net représentent un montant de -1 792 M\$ sur l'année 2023, constitués principalement de :

- +2,0 G\$ de plus-value de cession, notamment sur les cessions du réseau de distribution en Allemagne et des actifs de la Compagnie au Canada,
- -2,2 G\$ de dépréciations et provisions exceptionnelles principalement relatives à des actifs amont au Kenya et des actifs matures au Congo ainsi que sur Al Shaheen au Qatar lié à des effets fiscaux temporels, au projet éolien offshore de Yunlin à Taïwan, aux projets de cession de Naphtachimie à INEOS et de la raffinerie Natref en Afrique du Sud ainsi qu'aux goodwills liés aux portefeuilles clients des activités de marketing gaz-électricité en Belgique, Espagne et France,
- -0,7 G\$ d'effets de stock et variation de juste valeur,
- -0,9 G\$ d'autres ajustements, notamment la revalorisation de la quote-part précédemment détenue de Total Eren, la dévaluation du peso argentin, la contribution de solidarité européenne exceptionnelle et de la contribution sur rente inframarginale des CCGT en France.

Le taux moyen d'imposition de TotalEnergies est de :

- 37,7% au quatrième trimestre contre 33,4% au troisième trimestre 2023, en raison notamment d'un taux d'imposition de l'Exploration-Production en hausse lié à cession des actifs de l'Exploration-Production au Canada et à la hausse du poids relatif des actifs de la Mer du Nord, à fiscalité élevée,
- 37,5% pour l'année 2023 contre 40,9% pour 2022, notamment en raison d'une baisse du poids relatif de l'Exploration-Production dans les résultats de la Compagnie en ligne avec l'évolution des prix du pétrole et du gaz.

### 5.3 Résultat net ajusté (part TotalEnergies) par action

Le résultat net ajusté dilué par action s'est établi à :

- 2,16 \$ au quatrième trimestre 2023, calculé sur la base d'un nombre moyen pondéré dilué d'actions de 2 387 millions, contre 2,63 \$ au troisième trimestre 2023,
- 9,40 \$ sur l'année 2023, calculé sur la base d'un nombre moyen pondéré dilué d'actions de 2 434 millions, contre 13,94 \$ en 2022.

Au 31 décembre 2023, le nombre d'actions dilué était de 2 373 millions.

Dans le cadre de sa politique de retour à l'actionnaire, TotalEnergies a procédé au rachat de :

- 43,7 millions d'actions au quatrième trimestre 2023 en vue de leur annulation, pour un montant de 2,9 G\$,
- 142,6 millions d'actions sur l'année 2023 en vue de leur annulation, pour un montant de 9 G\$.

## 5.4 Acquisitions - cessions

Les acquisitions ont représenté :

- 698 M\$ au quatrième trimestre 2023, notamment, pour le secteur Integrated Power, liés à la création d'une nouvelle joint-venture avec AGEL en Inde et l'acquisition de 50% de Rönensans Enerji, en Turquie.
- 6 428 M\$ en 2023, notamment liés aux éléments ci-dessus ainsi que l'intégration à 100% de Total Eren, l'acquisition de 20% dans la concession de SARB et Umm Lulu aux Emirats Arabes Unis, la prise de participation dans les projets GNL NFE et NFS au Qatar (6,25% et 9,375% respectivement), et la prise d'une participation de 34% dans une joint-venture avec Casa dos Ventos au Brésil.

Les cessions ont représenté :

- 6 102 M\$ au quatrième trimestre 2023, notamment liés à la finalisation de la vente des actifs canadiens à ConocoPhillips et Suncor et du réseau de distribution en Allemagne à Alimentation Couche-Tard,
- 7 717 M\$ en 2023, notamment liés aux éléments ci-dessus ainsi que la cession d'une participation de 40% dans le Bloc 20 en Angola et la cession partielle dans le cadre du projet éolien en mer au large de New York et du New Jersey aux Etats-Unis.

## 5.5 Cash-flow net<sup>(1)</sup>

Le cash-flow net de TotalEnergies ressort à :

- 7 765 M\$ au quatrième trimestre 2023 contre 4 249 M\$ le trimestre précédent, compte tenu de la baisse de 840 M\$ de la marge brute d'autofinancement (CFFO) plus que compensée par la baisse de 4 356 M\$ des investissements nets à 735 M\$ au quatrième trimestre 2023,
- 19 109 M\$ sur l'année 2023 contre 29 426 M\$ en 2022, compte tenu de la baisse de 9 783 M\$ de la marge brute d'autofinancement (CFFO) et de la hausse de 534 M\$ des investissements nets à 16 837 M\$ sur la période.

Sur l'année 2023, le flux de trésorerie d'exploitation est de 40 679 M\$, pour une marge brute d'autofinancement (CFFO) de 35 946 M\$, reflétant une variation positive du besoin en fonds de roulement de 4,8 G\$, dont environ 2 G\$ sont dus à des variations exceptionnelles de dettes fiscales liées notamment au changement du mécanisme de compensation du bouclier fiscal en France et à la cession du réseau de distribution en Allemagne.

## 5.6 Rentabilité

La rentabilité des capitaux propres s'est établie à 20,4% sur l'année 2023.

En millions de dollars	Période du 1er janvier 2023	Période du 1er octobre 2022	Période du 1er janvier 2022
	au 31 décembre 2023	au 30 septembre 2023	au 31 décembre 2022
Résultat net ajusté (part TotalEnergies) <sup>(1)</sup>	23 450	25 938	36 657
Capitaux propres retraités moyens	115 006	116 529	112 831
Rentabilité des capitaux propres (ROE)	20,4%	22,3%	32,5%

La rentabilité des capitaux employés moyens<sup>(1)</sup> s'est établie à 18,9% sur l'année 2023.

En millions de dollars	Période du 1er janvier 2023	Période du 1er octobre 2022	Période du 1er janvier 2022
	au 31 décembre 2023	au 30 septembre 2023	au 31 décembre 2022
Résultat opérationnel net ajusté <sup>(1)</sup>	24 684	27 351	38 212
Capitaux Employés <sup>(1)</sup>	130 517	135 757	135 312
ROACE <sup>(1)</sup>	18,9%	20,1%	28,2%

## 6. Comptes sociaux de TotalEnergies SE

Le résultat de TotalEnergies SE, société mère, s'établit à 11 232 millions d'euros sur 2023, contre 7 835 millions d'euros en 2022.

## 7. Sensibilités sur l'année 2024<sup>(16)</sup>

	Variation	Impact estimé sur le résultat opérationnel net ajusté	Impact estimé sur la marge brute d'autofinancement
Dollar	+/- 0,1 \$ par €	-/+ 0,1 G\$	-0 G\$
Prix moyen de vente liquides <sup>(17)</sup>	+/- 10 \$/b	+/- 2,3 G\$	+/- 2,8 G\$
Prix du gaz européen - NBP / TTF	+/- 2 \$/Mbtu	+/- 0,4 G\$	+/- 0,4 G\$
Indicateur de marge de raffinage européen (ERM)	+/- 10 \$/t	+/- 0,4 G\$	+/- 0,5 G\$

<sup>(16)</sup> Sensibilités mises à jour une fois par an, à l'occasion de la publication des résultats du 4<sup>ème</sup> trimestre de l'année précédente. Les sensibilités indiquées sont des estimations préparées sur la base de la vision actuelle de TotalEnergies de son portefeuille 2024. Les résultats réels peuvent varier significativement des estimations qui résulteraient de l'application de ces sensibilités. L'impact de la sensibilité \$/€ sur le résultat opérationnel net ajusté est attribuable pour l'essentiel au Raffinage-Chimie.

<sup>(17)</sup> Environnement Brent à 80 \$/b.



## 8. Perspectives

En ce début d'année 2024, les marchés du pétrole évoluent aux environs de 80 \$/b dans un environnement économique incertain. Les marchés pétroliers font face à des tensions géopolitiques au Moyen-Orient d'une part et à une croissance de la production Non-OPEP contrebalancée par les politiques de l'OPEP+ d'autre part. Selon l'AIE, la demande mondiale de pétrole devrait augmenter de 1,2 Mb/j en 2024, en ligne avec le taux de croissance moyen de la demande de 1,2% par an entre 2000 et 2023.

Le marché du GNL devrait demeurer sous tension du fait de la très faible augmentation des capacités de production attendue en 2024 (2%) et d'une demande en hausse stimulée par des prix du GNL plus faibles. TotalEnergies prévoit des ventes de GNL supérieures à 40 Mt en 2024. Compte tenu de l'évolution des prix du pétrole et du gaz ces derniers mois et de l'effet de décalage sur les formules de prix, TotalEnergies anticipe que son prix moyen de vente du GNL devrait être stable autour de 10 \$/Mbtu au premier trimestre 2024.

La production d'hydrocarbures attendue devrait être supérieure à 2,4 Mbep/j au premier trimestre 2024, grâce au démarrage du champ de Mero 2 au Brésil compensant les cessions des actifs Amont canadiens au quatrième trimestre 2023. Sur l'année, TotalEnergies anticipe une production d'hydrocarbures en hausse de 2% par rapport à 2023, hors Canada, bénéficiant de démarrages additionnels dont ceux de Tyra au Danemark et Anchor aux Etats-Unis.

Le taux d'utilisation des raffineries devrait se situer en 2024 au-dessus de 85% en l'absence de grands arrêts significatifs prévus sur l'année.

La croissance du secteur Integrated Power devrait se poursuivre en 2024 avec un cash-flow attendu entre 2,5 et 3 G\$ soutenu par la croissance de la production d'électricité nette anticipée à plus de 45 TWh sur l'année dans un contexte d'augmentation d'environ 6 GW de la capacité brute installée de génération électrique renouvelable à 28 GW fin 2024.

En 2024, TotalEnergies prévoit des investissements nets de 17 à 18 G\$, dont 5 G\$ dédiés à Integrated Power.

Confiant dans les fondamentaux de la Compagnie, qui célébrera ses 100 ans en 2024, le Conseil d'administration a confirmé une politique de retour à l'actionnaire pour 2024 visant un *cash pay-out* supérieur à 40% des cash-flows, combinant une augmentation des acomptes sur dividende de 6,8% à 0,79 €/action et des rachats d'actions pour 2 G\$ sur le premier trimestre de 2024 et en ligne avec les priorités d'allocation du cash-flow suivantes :

- un dividende ordinaire durable à travers les cycles, qui n'a pas baissé pendant la crise du Covid, et dont la hausse est soutenue par la croissance structurelle du cash-flow,
- des investissements en appui d'une stratégie équilibrée entre les diverses énergies,
- le maintien d'un bilan solide,
- des rachats d'actions pour partager l'excédent de cash-flow généré à prix élevés.

\* \* \* \*

Pour écouter en direct la présentation en anglais de Patrick Pouyanné et Jean-Pierre Sbraire, Directeur Financier, qui se tient ce jour à 10h30 (heure de Paris) avec les analystes financiers, vous pouvez consulter les informations fournies sur le site de la Compagnie [totalenergies.com](https://totalenergies.com) ou composer le +33 (0) 1 7037 7166, +44 (0) 33 0551 0200 ou +1 786 697 3501. L'enregistrement de cette conférence sera disponible sur le site de la Compagnie [totalenergies.com](https://totalenergies.com) à l'issue de l'événement.

\* \* \* \*

### Contacts TotalEnergies

Relations Médias : +33 (0)1 47 44 46 99 | [presse@totalenergies.com](mailto:presse@totalenergies.com) | [@TotalEnergiesPR](https://twitter.com/TotalEnergiesPR)  
Relations Investisseurs : +33 (0)1 47 44 46 46 | [ir@totalenergies.com](mailto:ir@totalenergies.com)

## 9. Principales données opérationnelles des secteurs

### 9.1 Production de la Compagnie (Exploration-Production + Integrated LNG)

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	Production combinée liquides/gaz par zone géographique (kbep/j)	2023	2022	2023 vs 2022
592	550	918	-35%	Europe	565	918	-38%
451	459	477	-5%	Afrique	471	474	-1%
788	781	703	+12%	Moyen-Orient et Afrique du Nord	764	687	+11%
376	445	442	-15%	Amériques	426	425	-
256	241	272	-6%	Asie Pacifique	257	262	-2%
2 462	2 476	2 812	-12%	Production totale	2 483	2 765	-10%
331	327	670	-51%	dont filiales mises en équivalence	335	682	-51%

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	Production de liquides par zone géographique (kb/j)	2023	2022	2023 vs 2022
236	229	282	-16%	Europe	232	280	-17%
328	335	358	-8%	Afrique	348	358	-3%
629	627	565	+11%	Moyen-Orient et Afrique du Nord	612	552	+11%
207	268	259	-20%	Amériques	251	238	+6%
106	102	106	-1%	Asie Pacifique	107	91	+18%
1 506	1 561	1 570	-4%	Production totale	1 550	1 519	+2%
141	156	199	-29%	dont filiales mises en équivalence	150	203	-26%

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	Production de gaz par zone géographique (Mpc/j)	2023	2022	2023 vs 2022
1 921	1 733	3 412	-44%	Europe	1 801	3 426	-47%
612	619	592	+3%	Afrique	614	584	+5%
881	844	745	+18%	Moyen-Orient et Afrique du Nord	833	739	+13%
941	989	1 030	-9%	Amériques	975	1 049	-7%
803	736	902	-11%	Asie Pacifique	805	961	-16%
5 158	4 921	6 681	-23%	Production totale	5 028	6 759	-26%
1 027	933	2 535	-60%	dont filiales mises en équivalence	1 004	2 581	-61%

## 9.2 Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	Ventes de produits raffinés par zone géographique (kb/j)	2023	2022	2023 vs 2022
1 789	1 838	1 665	+7%	Europe	1 734	1 732	-
610	621	743	-18%	Afrique	624	732	-15%
1 055	946	740	+43%	Amériques	942	836	+13%
697	624	558	+25%	Reste du monde	652	591	+10%
4 151	4 029	3 706	+12%	Total des ventes	3 953	3 891	+2%
402	407	388	+4%	dont ventes massives raffinage	405	411	-1%
2 408	2 222	1 868	+29%	dont négoce international	2 173	2 012	+8%

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	Production de produits pétrochimiques* (kt)	2023	2022	2023 vs 2022
845	1 018	835	+1%	Europe	3 936	4 196	-6%
528	611	477	+11%	Amériques	2 366	2 387	-1%
725	771	700	+4%	Moyen-Orient et Asie	2 724	2 971	-8%

\* Oléfines, Polymères.

## 9.3 Integrated Power

### 9.3.1 Production nette d'électricité

Production nette d'électricité (TWh)	4T23						3T23					
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total
France	0,1	0,3	-	1,6	0,0	<b>2,0</b>	0,2	0,1	-	2,0	0,0	<b>2,3</b>
Reste de l'Europe	0,0	0,5	0,6	0,6	0,1	<b>1,8</b>	0,1	0,4	0,1	1,1	0,0	<b>1,7</b>
Afrique	0,0	0,0	-	-	-	<b>0,0</b>	0,0	0,0	-	-	-	<b>0,0</b>
Moyent Orient	0,2	-	-	0,3	-	<b>0,4</b>	0,2	-	-	0,5	-	<b>0,7</b>
Amérique du Nord	0,4	0,5	-	-	-	<b>0,9</b>	0,6	0,4	-	-	-	<b>1,1</b>
Amérique du Sud	0,1	0,9	-	-	-	<b>1,0</b>	0,1	0,9	-	-	-	<b>1,0</b>
Inde	1,3	0,2	-	-	-	<b>1,5</b>	1,4	0,4	-	-	-	<b>1,7</b>
Asie Pacifique	0,3	0,0	0,1	-	-	<b>0,4</b>	0,4	0,0	0,0	-	-	<b>0,4</b>
<b>Total</b>	<b>2,4</b>	<b>2,3</b>	<b>0,7</b>	<b>2,5</b>	<b>0,1</b>	<b>8,0</b>	<b>3,0</b>	<b>2,2</b>	<b>0,2</b>	<b>3,5</b>	<b>0,0</b>	<b>8,9</b>

### 9.3.2 Capacités nettes installées de génération électrique

Capacités nettes installées de génération électrique (GW) <sup>(18)</sup>	4T23						3T23					
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total
France	0,5	0,3	-	2,6	0,1	<b>3,6</b>	0,5	0,3	-	2,6	0,1	<b>3,5</b>
Reste de l'Europe	0,2	0,9	0,6	1,4	0,1	<b>3,2</b>	0,2	0,9	0,6	1,4	0,0	<b>3,1</b>
Afrique	0,1	0,0	-	-	0,0	<b>0,1</b>	0,1	0,0	-	-	0,0	<b>0,1</b>
Moyent Orient	0,4	-	-	0,3	-	<b>0,7</b>	0,4	-	-	0,3	-	<b>0,7</b>
Amérique du Nord	2,0	0,8	-	-	0,2	<b>3,0</b>	1,5	0,8	-	-	0,0	<b>2,3</b>
Amérique du Sud	0,4	0,8	-	-	-	<b>1,2</b>	0,5	0,7	-	-	-	<b>1,2</b>
Inde	3,8	0,5	-	-	-	<b>4,3</b>	3,5	0,4	-	-	-	<b>3,9</b>
Asie Pacifique	1,0	0,0	0,1	-	0,0	<b>1,1</b>	1,0	0,0	0,1	-	0,0	<b>1,0</b>
<b>Total</b>	<b>8,5</b>	<b>3,4</b>	<b>0,7</b>	<b>4,3</b>	<b>0,5</b>	<b>17,3</b>	<b>7,6</b>	<b>3,2</b>	<b>0,6</b>	<b>4,3</b>	<b>0,2</b>	<b>15,9</b>

<sup>(18)</sup> Données à fin de période.

### 9.3.3 Capacités brutes de génération électrique renouvelable

Capacités brutes installées de génération électrique renouvelable (GW) <sup>(19),(20)</sup>	4T23					3T23				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	0,9	0,6	-	0,1	<b>1,6</b>	0,8	0,6	-	0,1	<b>1,6</b>
Reste de l'Europe	0,2	1,1	1,1	0,2	<b>2,6</b>	0,2	1,1	1,1	0,0	<b>2,4</b>
Afrique	0,1	0,0	-	0,0	<b>0,2</b>	0,1	0,0	-	0,0	<b>0,2</b>
Moyen Orient	1,2	-	-	-	<b>1,2</b>	1,2	-	-	-	<b>1,2</b>
Amérique du Nord	4,9	2,1	-	0,5	<b>7,5</b>	3,9	2,1	-	0,1	<b>6,2</b>
Amérique du Sud	0,4	1,2	-	-	<b>1,6</b>	0,4	1,2	-	-	<b>1,6</b>
Inde	5,4	0,5	-	-	<b>5,9</b>	5,1	0,4	-	-	<b>5,5</b>
Asie Pacifique	1,5	0,0	0,3	0,0	<b>1,8</b>	1,4	0,0	0,2	0,0	<b>1,6</b>
<b>Total</b>	<b>14,6</b>	<b>5,5</b>	<b>1,4</b>	<b>0,8</b>	<b>22,4</b>	<b>13,1</b>	<b>5,5</b>	<b>1,3</b>	<b>0,3</b>	<b>20,2</b>

Capacités brutes en construction de génération électrique renouvelable (GW) <sup>(19),(20)</sup>	4T23					3T23				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	0,2	0,0	0,0	0,0	<b>0,2</b>	0,2	0,0	0,0	0,0	<b>0,3</b>
Reste de l'Europe	0,4	0,0	-	0,1	<b>0,5</b>	0,4	0,0	-	0,0	<b>0,5</b>
Afrique	0,0	-	-	0,0	<b>0,0</b>	0,0	-	-	0,0	<b>0,0</b>
Moyen Orient	0,1	-	-	-	<b>0,1</b>	0,1	-	-	-	<b>0,1</b>
Amérique du Nord	1,4	0,1	-	0,2	<b>1,7</b>	2,3	0,1	-	0,5	<b>3,0</b>
Amérique du Sud	0,0	0,4	-	0,0	<b>0,4</b>	0,1	0,1	-	-	<b>0,2</b>
Inde	0,6	-	-	-	<b>0,6</b>	0,4	0,1	-	-	<b>0,4</b>
Asie Pacifique	0,0	0,0	0,4	-	<b>0,4</b>	0,1	0,0	0,5	-	<b>0,6</b>
<b>Total</b>	<b>2,8</b>	<b>0,6</b>	<b>0,4</b>	<b>0,3</b>	<b>4,1</b>	<b>3,8</b>	<b>0,3</b>	<b>0,5</b>	<b>0,6</b>	<b>5,2</b>

Capacités brutes en développement de génération électrique renouvelable (GW) <sup>(19),(20)</sup>	4T23					3T23				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	0,7	0,4	-	0,0	<b>1,2</b>	0,9	0,5	-	0,0	<b>1,4</b>
Reste de l'Europe	4,6	0,3	7,4	0,1	<b>12,4</b>	4,6	0,5	7,4	0,1	<b>12,6</b>
Afrique	1,1	0,3	-	0,3	<b>1,7</b>	1,2	0,3	-	0,0	<b>1,5</b>
Moyen Orient	1,5	0,7	-	-	<b>2,2</b>	1,7	0,7	-	-	<b>2,4</b>
Amérique du Nord	8,2	3,4	4,1	5,4	<b>21,1</b>	8,3	3,3	4,1	5,2	<b>20,9</b>
Amérique du Sud	1,4	0,8	-	0,4	<b>2,6</b>	1,4	1,3	-	0,4	<b>3,0</b>
Inde	4,7	0,2	-	-	<b>4,9</b>	4,0	0,1	-	-	<b>4,1</b>
Asie Pacifique	2,9	0,4	2,9	1,3	<b>7,5</b>	3,4	1,3	2,9	1,6	<b>9,2</b>
<b>Total</b>	<b>25,3</b>	<b>6,5</b>	<b>14,4</b>	<b>7,5</b>	<b>53,7</b>	<b>25,6</b>	<b>7,9</b>	<b>14,4</b>	<b>7,2</b>	<b>55,2</b>

<sup>(19)</sup> Dont 20% des capacités brutes de Adani Green Energy Ltd, 50% des capacités brutes de Clearway Energy Group, et 49% des capacités brutes de Casa dos Ventos.

<sup>(20)</sup> Données à fin de période.

## 10. Indicateurs alternatifs de performance (Non-GAAP measures)

### 10.1 Eléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)

4T23	3T23	4T22	En millions de dollars	2023	2022
<b>5 063</b>	<b>6 676</b>	<b>3 264</b>	<b>Résultat net (part TotalEnergies)</b>	<b>21 384</b>	<b>20 526</b>
180	(749)	(5 585)	Eléments non-récurrents du résultat net (part TotalEnergies)	(1 105)	(17 310)
1 844	-	-	Plus ou moins value de cession	2 047	1 391
(51)	-	(14)	Charges de restructuration	(56)	(42)
(1 023)	(614)	(3 845)	Dépréciations et provisions exceptionnelles	(2 166)	(15 743)
(590)	(135)	(1 726)	Autres éléments *	(930)	(2 916)
(535)	607	(705)	Effet de stock : écart FIFO / coût de remplacement, net d'impôt	(699)	501
192	365	1 993	Effet des variations de juste valeur	12	1 138
<b>(163)</b>	<b>223</b>	<b>(4 297)</b>	<b>Total des éléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)</b>	<b>(1 792)</b>	<b>(15 671)</b>
<b>5 226</b>	<b>6 453</b>	<b>7 561</b>	<b>Résultat net ajusté (part TotalEnergies)</b>	<b>23 176</b>	<b>36 197</b>

\* Les autres éléments d'ajustement du résultat net au quatrième trimestre s'élèvent à (590) M\$ constitués principalement des impacts de la contribution européenne de solidarité, de la contribution sur rente inframarginale en France et de la dévaluation du peso argentin. Les autres éléments d'ajustement du résultat net sur l'année 2023 s'élèvent à (930) M\$ comprenant 388 M\$ de revalorisation de la quote-part précédemment détenue de Total Eren et (1 318) M\$ constitués principalement des impacts de la contribution européenne de solidarité, de la contribution sur rente inframarginale en France et de la dévaluation du peso argentin.

## 10.2 Réconciliation de l'EBITDA ajusté avec les états financiers consolidés

### 10.2.1 Tableau de passage du résultat net part TotalEnergies à l'EBITDA ajusté

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	En millions de dollars	2023	2022	2023 vs 2022
5 063	6 676	3 264	+55%	<b>Résultat net (part TotalEnergies)</b>	<b>21 384</b>	<b>20 526</b>	<b>+4%</b>
163	(223)	4 297	-96%	Moins: éléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)	1 792	15 671	-89%
<b>5 226</b>	<b>6 453</b>	<b>7 561</b>	<b>-31%</b>	<b>Résultat net ajusté (part TotalEnergies)</b>	<b>23 176</b>	<b>36 197</b>	<b>-36%</b>
<i>Éléments ajustés</i>							
57	82	210	-73%	Plus: intérêts ne conférant pas le contrôle	274	460	-40%
3 004	3 130	4 530	-34%	Plus: charge / (produit) d'impôt	12 939	20 565	-37%
3 060	2 967	3 204	-4%	Plus: amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	12 012	12 316	-2%
115	88	111	+4%	Plus: amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	394	400	-2%
660	726	719	-8%	Plus: coût de l'endettement financier brut	2 820	2 386	+18%
(426)	(384)	(338)	ns	Moins: produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	(1 585)	(746)	ns
<b>11 696</b>	<b>13 062</b>	<b>15 997</b>	<b>-27%</b>	<b>EBITDA Ajusté</b>	<b>50 030</b>	<b>71 578</b>	<b>-30%</b>

### 10.2.2 Tableau de passage des produits des ventes à l'EBITDA ajusté et au résultat net part TotalEnergies

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	En millions de dollars	2023	2022	2023 vs 2022
<i>Éléments ajustés</i>							
54 765	54 413	63 884	-14%	Produits des ventes	218 945	263 206	-17%
(36 651)	(34 738)	(42 755)	ns	Achats, nets de variation de stocks	(142 247)	(171 049)	ns
(6 956)	(7 346)	(7 027)	ns	Autres charges d'exploitation	(29 808)	(28 745)	ns
(174)	(245)	(250)	ns	Charges d'exploration	(575)	(574)	ns
169	142	636	-73%	Autres produits	504	1 349	-63%
(150)	64	(480)	ns	Autres charges hors amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	(288)	(1 142)	ns
276	296	266	+4%	Autres produits financiers	1 221	812	+50%
(180)	(186)	(150)	ns	Autres charges financières	(722)	(533)	ns
597	662	1 873	-68%	Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	3 000	8 254	-64%
<b>11 696</b>	<b>13 062</b>	<b>15 997</b>	<b>-27%</b>	<b>EBITDA Ajusté</b>	<b>50 030</b>	<b>71 578</b>	<b>-30%</b>
<i>Éléments ajustés</i>							
(3 060)	(2 967)	(3 204)	ns	Moins: amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(12 012)	(12 316)	ns
(115)	(88)	(111)	ns	Moins: amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	(394)	(400)	ns
(660)	(726)	(719)	ns	Moins: coût de l'endettement financier brut	(2 820)	(2 386)	ns
426	384	338	+26%	Plus: produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	1 585	746	x2,1
(3 004)	(3 130)	(4 530)	ns	Moins: produit (charge) d'impôt	(12 939)	(20 565)	ns
(57)	(82)	(210)	ns	Moins: intérêts ne conférant pas le contrôle	(274)	(460)	ns
(163)	223	(4 297)	ns	Plus: éléments d'ajustements (part TotalEnergies)	(1 792)	(15 671)	ns
<b>5 063</b>	<b>6 676</b>	<b>3 264</b>	<b>+55%</b>	<b>Résultat net (part TotalEnergies)</b>	<b>21 384</b>	<b>20 526</b>	<b>+4%</b>



### 10.3 Investissements – Désinvestissements (part TotalEnergies)

Tableau de passage des flux de trésorerie d'investissement aux investissements nets

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	En millions de dollars	2023	2022	2023 vs 2022
632	4 987	3 681	-83%	<b>Flux de trésorerie d'investissement ( a )</b>	<b>16 454</b>	<b>15 116</b>	<b>+9%</b>
-	-	(50)	-100%	Autres opérations avec des intérêts ne conférant pas le contrôle ( b )	-	(50)	-100%
3	(17)	335	-99%	Remboursement organique de prêts SME ( c )	(2)	1 630	ns
(3)	43	(233)	ns	Variation de dettes de projets renouvelables ( d ) *	78	(589)	ns
71	64	61	+16%	Capex liés aux contrats de location capitalisés ( e )	259	177	+46%
32	14	8	x4	Dépenses liées aux crédits carbone ( f )	48	19	x2,5
<b>735</b>	<b>5 091</b>	<b>3 802</b>	<b>-81%</b>	<b>Investissements nets ( a + b + c + d + e + f = g - i + h )</b>	<b>16 837</b>	<b>16 303</b>	<b>+3%</b>
(5 404)	808	(133)	ns	Dont acquisitions nettes ( g - i )	(1 289)	4 451	ns
698	1 992	292	x2,4	Acquisitions ( g )	6 428	5 872	+9%
6 102	1 184	425	x14,4	Cessions ( i )	7 717	1 421	x5,4
-	(43)	109	-100%	Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	(81)	279	ns
6 139	4 283	3 935	+56%	Dont investissements organiques ( h )	18 126	11 852	+53%
214	346	287	-25%	Exploration capitalisée	1 094	669	+64%
683	422	210	x3,3	Augmentation des prêts non courants	1 845	954	+93%
(91)	(120)	(259)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(524)	(1 082)	ns
(3)	-	(124)	ns	Variation de dettes de projets renouvelables quote-part TotalEnergies	(3)	(310)	ns

\* Variation de dettes de projets renouvelables quote-part TotalEnergies et quote-part partenaires.

### 10.4 Cash-flow (part TotalEnergies)

Tableaux de passage du flux de trésorerie d'exploitation à la Marge brute d'autofinancement (CFFO), au DACF et au cash flow net

4T23	3T23	4T22	4T23 vs 4T22	En millions de dollars	2023	2022	2023 vs 2022
16 150	9 496	5 618	x2,9	<b>Flux de trésorerie d'exploitation ( a )</b>	<b>40 679</b>	<b>47 367</b>	<b>-14%</b>
8 377	(582)	(2 247)	ns	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement ( b ) *	5 526	2 831	+95%
(724)	764	(895)	ns	Effet de stock ( c )	(714)	501	ns
(0)	43	40	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables ( d )	81	64	+25%
3	(17)	335	-99%	Remboursement organique de prêts SME ( e )	(2)	1 630	ns
<b>8 500</b>	<b>9 340</b>	<b>9 135</b>	<b>-7%</b>	<b>Marge brute d'autofinancement (CFFO) ( f = a - b - c + d + e )</b>	<b>35 946</b>	<b>45 729</b>	<b>-21%</b>
(29)	(211)	(226)	ns	Frais financiers	(505)	(1 296)	ns
<b>8 529</b>	<b>9 551</b>	<b>9 361</b>	<b>-9%</b>	<b>Marge brute d'autofinancement hors frais financiers (DACF)</b>	<b>36 451</b>	<b>47 025</b>	<b>-22%</b>
6 139	4 283	3 935	+56%	Investissements organiques ( g )	18 126	11 852	+53%
<b>2 361</b>	<b>5 058</b>	<b>5 200</b>	<b>-55%</b>	<b>Cash flow après investissements organiques ( f - g )</b>	<b>17 820</b>	<b>33 877</b>	<b>-47%</b>
735	5 091	3 802	-81%	Investissements nets ( h )	16 837	16 303	+3%
<b>7 765</b>	<b>4 249</b>	<b>5 333</b>	<b>+46%</b>	<b>Cash flow net ( f - h )</b>	<b>19 109</b>	<b>29 426</b>	<b>-35%</b>

\* La variation du besoin en fonds de roulement est présentée hors impact des contrats comptabilisés en juste valeur des secteurs Integrated LNG et Integrated Power.

## 10.5 Ratio d'endettement

En millions de dollars	31/12/2023	30/09/2023	31/12/2022
Dettes financières courantes *	7 869	15 193	14 065
Autres passifs financiers courants	446	415	488
Actifs financiers courants **, **	(6 256)	(6 585)	(8 556)
Actifs et passifs financiers destinés à être cédés ou échangés *	17	(44)	(38)
Dettes financières non courantes *	32 722	33 947	36 987
Actifs financiers non courants *	(1 229)	(1 519)	(1 303)
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(27 263)	(24 731)	(33 026)
<b>Dettes nettes ( a )</b>	<b>6 306</b>	<b>16 676</b>	<b>8 617</b>
Capitaux propres (part TotalEnergies)	116 753	115 767	111 724
Intérêts minoritaires (ne conférant pas le contrôle)	2 700	2 657	2 846
<b>Capitaux propres ( b )</b>	<b>119 453</b>	<b>118 424</b>	<b>114 570</b>
<b>Ratio d'endettement = a / ( a + b )</b>	<b>5,0%</b>	<b>12,3%</b>	<b>7,0%</b>
<i>Dettes nettes de location ( c )</i>	<i>8 275</i>	<i>8 277</i>	<i>8 096</i>
<i>Ratio d'endettement y compris dette nette de location ( a+c ) / ( a+b+c )</i>	<i>10,9%</i>	<i>17,4%</i>	<i>12,7%</i>

\* Hors créances et dettes de location.

\*\* Y compris appels de marges initiales (*initial margins*) versés dans le cadre des activités de la Compagnie sur les marchés organisés.

## 10.6 Rentabilité des capitaux employés moyens

Période du 1er janvier 2023 au 31 décembre 2023

En millions de dollars	Exploration- Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage- Chimie	Marketing & Services	Compagnie
Résultat opérationnel net ajusté	10 942	6 200	1 853	4 654	1 458	24 684
Capitaux employés au 31/12/2022	65 784	33 671	16 225	7 438	7 593	128 811
Capitaux employés au 31/12/2023	63 870	36 048	21 511	6 043	7 674	132 222
<b>ROACE</b>	<b>16,9%</b>	<b>17,8%</b>	<b>9,8%</b>	<b>69,0%</b>	<b>19,1%</b>	<b>18,9%</b>

## 10.7 Retour à l'actionnaire (Pay-out)

En millions de dollars	2023	9M23	2022
Dividendes payés (actionnaires de la société mère) ( a )	7 517	5 648	9 986
Variation de capital : rachat d'actions propres	9 167	6 203	7 711
<i>dont actions acquises et destinées à être annulées ( b )</i>	<i>9 000</i>	<i>6 082</i>	<i>7 019</i>
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ( c )	35 946	27 446	45 729
<b>Payout ratio = ( a+b ) / c</b>	<b>46,0%</b>	<b>42,7%</b>	<b>37,2%</b>

## GLOSSAIRE

**Acquisitions nettes** : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le flux de trésorerie d'investissement. Les Acquisitions Nettes correspondent aux acquisitions moins les cessions (y compris les autres opérations avec des intérêts ne conférant pas le contrôle). Cet indicateur peut constituer un outil d'analyse utile tant pour les décideurs, les analystes que les actionnaires car il met en évidence l'allocation des flux de trésorerie utilisés pour accroître le portefeuille d'actifs de la Compagnie via des opportunités de croissance externe.

**Capitaux Employés (CMO)** : indicateur alternatif de performance. Ils sont calculés au coût de remplacement et font référence aux capitaux employés (bilan) moins l'effet de stock. Les capitaux employés (bilan) désignent la somme des éléments suivants : (i) Immobilisations corporelles, incorporelles (ii) sociétés mises en équivalence : titres et prêts (iii) autres actifs non courants, (iv) besoin en fonds de roulement qui est la somme des stocks nets, créances nettes, autres actifs courants, dettes fournisseurs, autres créditeurs et charges à payer (v) provisions et autres passifs non courants et (vi) actifs et passifs destinés à être cédés ou échangés. Les Capitaux Employés peuvent constituer un outil d'analyse utile pour les décideurs, les analystes et les actionnaires, en leur donnant un éclairage sur le montant des capitaux investis par la Compagnie ou par ses secteurs pour conduire ses opérations. Les Capitaux Employés sont utilisés pour calculer la Rentabilité des Capitaux Employés moyens (ROACE).

**Cash-flow après Investissements Organiques** : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le flux de trésorerie d'exploitation. Le cash-flow après Investissements Organiques correspond à la Marge Brute d'Autofinancement (CFFO) moins les Investissements Organiques. Les Investissements Organiques correspondent aux Investissements Nets, hors acquisitions, cessions et autres opérations avec des intérêts ne conférant pas le contrôle. Cet indicateur peut constituer un outil d'analyse utile pour les décideurs, les analystes et les actionnaires car il représente les flux de trésorerie d'exploitation générés par l'entreprise après l'allocation de trésorerie pour les Investissements Organiques.

**Cash-flow net** : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le flux de trésorerie d'exploitation. Le cash-flow net correspond à la Marge Brute d'Autofinancement (CFFO) moins les Investissements Nets. Le cash-flow net peut constituer un outil d'analyse utile tant pour les décideurs, les analystes que pour les actionnaires car il représente les flux de trésorerie générés par les opérations de la Compagnie après l'allocation de trésorerie pour les Investissements Organiques et les Acquisitions Nettes (acquisitions - cessions - autres opérations avec des intérêts ne conférant pas le contrôle). Cet indicateur de performance correspond aux flux de trésorerie disponibles pour rembourser la dette et affecter de la trésorerie à la distribution de dividendes aux actionnaires ou au rachat d'actions.

**DACF (Debt Adjusted Cash Flow)** : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le flux de trésorerie d'exploitation. Le DACF est défini comme la Marge Brute d'Autofinancement (CFFO) hors frais financiers. Cet indicateur peut constituer un outil d'analyse utile tant pour les décideurs, les analystes que les actionnaires car il correspond aux fonds théoriquement disponibles dont dispose la Compagnie pour les investissements, le remboursement de la dette et les distributions aux actionnaires, et facilite ainsi la comparaison des résultats d'exploitation de la Compagnie avec ceux d'autres entreprises, indépendamment de leur structure de capital et de leurs besoins en fonds de roulement.

**EBITDA (Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization ou bénéfice avant intérêts, impôts, dépréciation et amortissement ajusté)** : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le Résultat Net. Il correspond au résultat ajusté avant amortissement et dépréciations des immobilisations incorporelles, corporelles et des droits miniers, charge d'impôt et coût de la dette nette, soit l'ensemble des produits et charges opérationnels et quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence. Cet indicateur peut constituer un outil d'analyse utile pour les décideurs, les analystes et les actionnaires pour mesurer et comparer la rentabilité de la Compagnie avec celle des entreprises de services publics (secteur de l'énergie).

**Investissements nets** : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le flux de trésorerie d'investissement. Les Investissements Nets incluent le flux de trésorerie d'investissement, les opérations avec des intérêts ne conférant pas le contrôle, la variation de la dette liée au financement de projets renouvelables, les dépenses liées aux crédits carbone et les investissements liés aux contrats de location capitalisés et excluent le remboursement organique des prêts des sociétés mises en équivalence. Cet indicateur peut constituer un outil d'analyse utile pour les décideurs, les analystes et les actionnaires pour mettre en évidence la trésorerie affectée aux opportunités de croissance, tant internes qu'externes, montrant ainsi, lorsqu'il est combiné avec le tableau des flux de trésorerie de la Compagnie préparé selon les IFRS, comment la trésorerie est générée et allouée au sein de l'organisation. Les Investissements Nets sont la somme des Investissements Organiques et des Acquisitions Nettes tous deux définis dans le Glossaire.

**Investissements organiques** : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le flux de trésorerie d'investissement. Les Investissements Organiques désignent les Investissements Nets, hors acquisitions, cessions et autres opérations avec des intérêts ne conférant pas le contrôle. Les Investissements Organiques peuvent constituer un outil d'analyse utile pour les décideurs, les analystes et les actionnaires car ils mettent en évidence les flux de trésorerie utilisés par la Compagnie pour accroître son portefeuille d'actifs, hors sources de croissance externe.

**Marge Brute d'Autofinancement ou Cash Flow From Operations excluding working capital (CFFO)** : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le flux de trésorerie d'exploitation. La Marge Brute d'Autofinancement se définit comme le flux de trésorerie d'exploitation avant variation du besoin en fonds de roulement au coût de remplacement, hors impact des contrats compatibles en juste valeur des secteurs Integrated LNG et Integrated Power, et y compris les plus-values de cession de projets renouvelables et les remboursements de prêts organiques des sociétés mises en équivalence.

Cet indicateur peut constituer un outil d'analyse utile pour les décideurs, les analystes et les actionnaires pour les aider à comprendre l'évolution de la marge brute d'autofinancement au fil des périodes sur une base cohérente en comparaison avec la performance des pairs. La combinaison de cet indicateur de performance et des résultats de la Compagnie préparés conformément aux IFRS permet une compréhension plus complète des facteurs et des tendances affectant les activités et les performances de la Compagnie. Cet indicateur de performance est utilisé par la Compagnie comme base pour l'allocation de ses flux de trésorerie et notamment pour déterminer la part des cash-flows affectée aux distributions aux actionnaires.

**Ratio d'endettement** : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le ratio entre le total des dettes financières et le total des capitaux propres. Le ratio d'endettement est un ratio entre la dette nette et les capitaux propres, qui est calculé de la façon suivante : dette nette hors contrat de location / (capitaux propres + dette nette hors contrat de location). Cet indicateur peut constituer un outil d'analyse utile pour les décideurs, les analystes et les actionnaires pour évaluer la solidité financière du bilan de la Compagnie.

**Résultat net ajusté (part TotalEnergies)** : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le Résultat Net (part TotalEnergies). Le Résultat Net Ajusté (part TotalEnergies) se définit comme le Résultat Net (part TotalEnergies) moins les éléments d'ajustement sur le Résultat Net (part TotalEnergies). Les éléments d'ajustement sont l'effet de stock, l'effet des variations de juste valeur et les éléments non récurrents. Cet indicateur peut constituer un outil d'analyse utile pour les décideurs, les analystes et les actionnaires pour faciliter l'analyse de la performance opérationnelle de la Compagnie en supprimant l'impact des résultats non opérationnels et des éléments non récurrents.

**Résultat opérationnel net ajusté** : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le Résultat Net. Le Résultat Opérationnel Net Ajusté correspond au Résultat Net avant coût net de la dette nette c'est-à-dire le coût de la dette nette retraité de l'impact de l'impôt, moins les éléments d'ajustement. Les éléments d'ajustement sont l'effet de stock, l'effet des variations de juste valeur et les éléments non récurrents. Le résultat opérationnel net ajusté peut constituer un outil d'analyse utile pour les décideurs, les analystes et les actionnaires pour faciliter l'analyse de la performance opérationnelle de la Compagnie en supprimant l'impact des résultats non opérationnels et des éléments non récurrents. Il est utilisé pour évaluer la Rentabilité des Capitaux Employés Moyens (ROACE) comme expliqué ci-dessous.

**Retour à l'actionnaire (Pay-out)** : indicateur alternatif de performance. Il se définit comme le ratio entre les dividendes et les rachats d'actions rapporté à la Marge Brute d'Autofinancement. Cet indicateur peut constituer un outil d'analyse utile pour les décideurs, les analystes et les actionnaires car il indique la part de la Marge Brute d'Autofinancement distribuée à l'actionnaire.

**Return on Average Capital Employed (ROACE) ou Rentabilité des Capitaux Employés moyens** : indicateur alternatif de performance. Il se définit comme le rapport entre le Résultat Opérationnel Net Ajusté et les Capitaux Employés moyens au coût de remplacement entre le début et la fin de la période. Cet indicateur peut constituer un outil d'analyse utile pour les décideurs, les analystes et les actionnaires pour mesurer la rentabilité des Capitaux Employés moyens par la Compagnie dans le cadre de ses opérations et est utilisé par la Compagnie pour comparer sa performance en interne et en externe avec celle de ses pairs.

## Avertissement :

Les termes « TotalEnergies », « compagnie TotalEnergies » et « Compagnie » qui figurent dans ce document sont utilisés pour désigner TotalEnergies SE et les entités consolidées que TotalEnergies SE contrôle directement ou indirectement. De même, les termes « nous », « nos », « notre » peuvent également être utilisés pour faire référence à ces entités ou à leurs collaborateurs. Les entités dans lesquelles TotalEnergies SE détient directement ou indirectement une participation sont des personnes morales distinctes et autonomes.

Ce communiqué de presse présente les résultats du quatrième trimestre 2023 et de l'exercice 2023, issus des comptes consolidés de TotalEnergies SE au 31 décembre 2023 (non audités). Les procédures d'audit par les Commissaires aux Comptes sont en cours. Les états financiers consolidés (non audités) sont disponibles sur le site [totalenergies.com](http://totalenergies.com). Ce document ne constitue pas le rapport financier annuel au sens de l'article L.451-1-2 du Code monétaire et financier.

Ce document peut contenir des déclarations prospectives (incluant des forward-looking statements au sens du Private Securities Litigation Reform Act de 1995), concernant notamment la situation financière, les résultats d'opérations, les activités et la stratégie de TotalEnergies. Il peut notamment contenir des indications sur les perspectives, objectifs, axes de progrès et ambitions de TotalEnergies y compris en matière climatique et de neutralité carbone (zéro émission nette). Une ambition exprime une volonté de TotalEnergies, étant précisé que les moyens à mettre en œuvre ne dépendent pas que de TotalEnergies. Ces déclarations prospectives peuvent être généralement identifiées par l'utilisation du futur, du conditionnel ou de termes à caractère prospectif tels que « envisager », « avoir l'intention », « anticiper », « croire », « estimer », « planifier », « prévoir », « penser », « avoir pour objectif », « avoir pour ambition » ou terminologie similaire. Les déclarations prospectives contenues dans ce document sont fondées sur des données, hypothèses économiques et estimations formulées dans un contexte économique, concurrentiel et réglementaire donné et considérées comme raisonnables par TotalEnergies à la date du présent document. Ces déclarations prospectives ne sont pas des données historiques et ne doivent pas être interprétées comme des garanties que les perspectives, objectifs ou ambitions énoncés seront réalisés. Elles peuvent s'avérer inexactes dans le futur et sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées avec un écart significatif entre les résultats réels et ceux envisagés, en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel et réglementaire, ou en raison de la matérialisation de facteurs de risque tels que notamment les fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, l'évolution de la demande et des prix des produits pétroliers, les variations des résultats de production et des estimations de réserves, la capacité à réaliser des réductions de coûts ou des gains d'efficacité sans perturber indûment les opérations, les évolutions légales et réglementaires y compris dans les domaines environnementaux et climatiques, la variation des taux de change, ainsi que les évolutions économiques et politiques, les changements des conditions de marché, les pertes de parts de marché et les modifications des préférences des consommateurs, ou encore les pandémies comme la pandémie COVID-19. De même, certaines informations financières reposent sur des estimations notamment lors de l'évaluation de la valeur recouvrable des actifs et des montants des éventuelles dépréciations d'actifs. Ni TotalEnergies SE ni aucune de ses filiales ne prennent l'engagement ou la responsabilité vis-à-vis des investisseurs ou toute autre partie prenante de mettre à jour ou de réviser, en particulier en raison d'informations nouvelles ou événements futurs, tout ou partie des déclarations, informations prospectives, tendances ou objectifs contenus dans ce document. Les informations concernant les facteurs de risque susceptibles d'avoir un effet défavorable significatif sur les activités de TotalEnergies, sa situation financière, y compris ses résultats opérationnels et ses flux de trésorerie, sa réputation, ses perspectives ou la valeur des instruments financiers émis par TotalEnergies sont par ailleurs décrits dans les versions les plus actualisées du Document d'enregistrement universel déposé par TotalEnergies SE auprès de l'Autorité des marchés financiers et du Form 20-F déposé par la Société auprès de la United States Securities and Exchange Commission (« SEC »).

L'information financière sectorielle est présentée selon les principes identiques à ceux du reporting interne et reproduit l'information sectorielle interne définie pour gérer et mesurer les performances de TotalEnergies. En complément des indicateurs définis par les normes IFRS, certains indicateurs alternatifs de performance sont présentés, tels que notamment les indicateurs de performance excluant les éléments d'ajustement (résultat opérationnel ajusté, résultat opérationnel net ajusté, résultat net ajusté), la rentabilité des capitaux propres (ROE), la rentabilité des capitaux employés moyens (ROACE), le ratio d'endettement, la marge brute d'autofinancement (MBA), le taux de retour à l'actionnaire. Ces indicateurs sont destinés à faciliter l'analyse de la performance financière de TotalEnergies et la comparaison des résultats entre périodes. Ils permettent aux investisseurs de suivre les mesures utilisées en interne pour gérer et mesurer la performance de TotalEnergies.

Les éléments d'ajustement comprennent :

### (i) les éléments non récurrents

En raison de leur caractère inhabituel ou particulièrement significatif, certaines transactions qualifiées « d'éléments non récurrents » sont exclues des informations par secteur d'activité. En général, les éléments non récurrents concernent des transactions qui sont significatives, peu fréquentes ou inhabituelles. Cependant, dans certains cas, des transactions telles que coûts de restructuration ou cessions d'actifs, qui ne sont pas considérées comme représentatives du cours normal de l'activité, peuvent être qualifiées d'éléments non récurrents, bien que des transactions similaires aient pu se produire au cours des exercices précédents, ou risquent de se reproduire lors des exercices futurs.

### (ii) l'effet de stock

Conformément à IAS 2, TotalEnergies valorise ses stocks de produits pétroliers selon la méthode du FIFO (*First-in, First-out*) et celui des autres stocks selon la méthode PMP (Prix Moyen Pondéré). Selon la méthode FIFO, le stock est valorisé au coût historique d'acquisition ou de production plutôt qu'au coût de remplacement. En cas de volatilité des marchés de l'énergie, cette méthode de valorisation peut avoir un effet de distorsion important sur le résultat.

Par conséquent, les résultats ajustés des secteurs Raffinage-Chimie et Marketing & Services sont communiqués selon la méthode du coût de remplacement. Cette méthode est utilisée afin de mesurer la performance des secteurs et de faciliter la comparabilité de leurs résultats avec ceux des principaux concurrents de la Compagnie.

Dans la méthode du coût de remplacement, proche du LIFO (Last In, First Out), la variation de la valeur des stocks dans le compte de résultat est déterminée par référence au différentiel de prix fin de mois d'une période à l'autre ou par référence à des prix moyens de la période selon la nature des stocks concernés et non par référence à la valeur historique des stocks. L'effet de stock correspond à la différence entre les résultats calculés selon la méthode FIFO (First In, First Out) et les résultats selon la méthode du coût de remplacement.

### (iii) l'effet des variations de juste valeur

L'effet des variations de juste valeur présenté en éléments d'ajustement correspond, pour les stocks du trading et les contrats de stockage, à des différences entre la mesure interne de la performance utilisée par le Comité exécutif de TotalEnergies et la comptabilisation de ces transactions selon les normes IFRS.

Les normes IFRS prévoient que les stocks de trading soient comptabilisés à leur juste valeur en utilisant les cours spot de fin de période. Afin de refléter au mieux la gestion par des transactions dérivées de l'exposition économique liée à ces stocks, les indicateurs internes de mesure de la performance intègrent une valorisation des stocks de trading en juste valeur sur la base de cours forward.

Dans le cadre de ses activités de trading, TotalEnergies conclut par ailleurs des contrats de stockage dont la représentation future est enregistrée en juste valeur dans la performance économique interne de TotalEnergies, mais n'est pas autorisée par les normes IFRS.

Enfin, TotalEnergies utilise des instruments dérivés dans le but de gérer l'exposition aux risques de certains contrats ou actifs opérationnels. En application des normes IFRS, ces instruments dérivés sont comptabilisés à la juste valeur alors que les transactions opérationnelles sous-jacentes sont comptabilisées lors de leur réalisation. Les indicateurs internes reportent la reconnaissance du résultat sur les instruments dérivés au dénouement des transactions.

Dans ce cadre, les résultats ajustés (résultat opérationnel ajusté, résultat opérationnel net ajusté, résultat net ajusté) se définissent comme les résultats au coût de remplacement, hors éléments non récurrents et hors effet des variations de juste valeur.

Les chiffres présentés en euros pour le résultat net ajusté dilué par action sont obtenus à partir des chiffres en dollars convertis sur la base des taux de change moyen euro/US dollar (€-\$) des périodes concernées et ne résultent pas d'une comptabilité tenue en euros.

Avertissement aux investisseurs américains – La SEC autorise les sociétés pétrolières et gazières sous son autorité à publier séparément les réserves prouvées, probables et possibles qu'elles auraient identifiées conformément aux règles de la SEC. Ce document peut contenir certains termes que les recommandations de la SEC nous interdisent strictement d'utiliser dans les documents officiels qui lui sont adressés, comme notamment les termes "réserves potentielles" ou "ressources". Tout investisseur américain est prié de se reporter au Form 20-F publié par TotalEnergies SE, File N° 1-10888, disponible au 2, place Jean Millier – Arche Nord Coupole/Regnault - 92078 Paris-La Défense Cedex, France, ou sur notre site Internet [totalenergies.com](http://totalenergies.com). Ce document est également disponible auprès de la SEC en appelant le 1-800-SEC-0330 ou sur le site Internet de la SEC [sec.gov](http://sec.gov).

# Comptes TotalEnergies

---

Comptes consolidés du quatrième trimestre et de l'année 2023, normes IFRS

# COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

## TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars) <sup>(a)</sup>	4 <sup>ème</sup> trimestre 2023	3 <sup>ème</sup> trimestre 2023	4 <sup>ème</sup> trimestre 2022
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>59 237</b>	<b>59 017</b>	<b>68 582</b>
Droits d'accises	(4 472)	(4 604)	(4 629)
Produits des ventes	54 765	54 413	63 953
Achats, nets de variation de stocks	(37 150)	(33 676)	(41 555)
Autres charges d'exploitation	(7 166)	(7 562)	(7 354)
Charges d'exploration	(174)	(245)	(250)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(3 539)	(3 055)	(2 505)
Autres produits	2 685	535	584
Autres charges	(802)	(928)	(2 828)
Coût de l'endettement financier brut	(660)	(726)	(719)
Produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	439	459	357
Coût de l'endettement financier net	(221)	(267)	(362)
Autres produits financiers	303	311	266
Autres charges financières	(189)	(186)	(150)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	(136)	754	(281)
Produit (Charge) d'impôt	(3 339)	(3 404)	(6 077)
<b>Résultat net de l'ensemble consolidé</b>	<b>5 037</b>	<b>6 690</b>	<b>3 441</b>
Part TotalEnergies	5 063	6 676	3 264
Intérêts ne conférant pas le contrôle	(26)	14	177
Résultat net par action (dollars)	2,11	2,74	1,27
Résultat net dilué par action (dollars)	2,09	2,73	1,26

<sup>(a)</sup> Excepté pour les résultats nets par action.



## RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

### TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)	4 <sup>ème</sup> trimestre 2023	3 <sup>ème</sup> trimestre 2023	4 <sup>ème</sup> trimestre 2022
<b>Résultat net de l'ensemble consolidé</b>	<b>5 037</b>	<b>6 690</b>	<b>3 441</b>
<b>Autres éléments du résultat global</b>			
Pertes et gains actuariels	(251)	(1)	387
Variation de la juste valeur des placements en instruments de capitaux propres	(17)	3	(2)
Effet d'impôt	42	(2)	(56)
Écart de conversion de consolidation de la société-mère	3 025	(1 861)	6 800
<b>Sous-total des éléments ne pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat</b>	<b>2 799</b>	<b>(1 861)</b>	<b>7 129</b>
Écart de conversion de consolidation	(3 182)	1 204	(3 672)
Couverture de flux futurs	701	306	(9 669)
Variation du <i>basis spread</i> des opérations en monnaie étrangère	(16)	(3)	(14)
Quote-part du résultat global des sociétés mises en équivalence, net d'impôt	(144)	31	842
Autres éléments	3	(4)	3
Effet d'impôt	(212)	(46)	2 932
<b>Sous-total des éléments pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat</b>	<b>(2 850)</b>	<b>1 488</b>	<b>(9 578)</b>
<b>Total autres éléments du résultat global (après impôt)</b>	<b>(51)</b>	<b>(373)</b>	<b>(2 449)</b>
<b>Résultat global</b>	<b>4 986</b>	<b>6 317</b>	<b>992</b>
<i>Part TotalEnergies</i>	4 995	6 313	792
<i>Intérêts ne conférant pas le contrôle</i>	(9)	4	200

# COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

## TotalEnergies

	Exercice 2023 (non audité)	Exercice 2022
(en millions de dollars) <sup>(a)</sup>		
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>237 128</b>	<b>280 999</b>
Droits d'accises	(18 183)	(17 689)
Produits des ventes	218 945	263 310
Achats, nets de variation de stocks	(143 041)	(169 448)
Autres charges d'exploitation	(30 419)	(29 789)
Charges d'exploration	(573)	(1 299)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(12 762)	(12 221)
Autres produits	3 677	2 849
Autres charges	(2 396)	(7 344)
Coût de l'endettement financier brut	(2 820)	(2 386)
Produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	1 801	1 143
Coût de l'endettement financier net	(1 019)	(1 243)
Autres produits financiers	1 285	896
Autres charges financières	(731)	(533)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	1 845	(1 892)
Produit (Charge) d'impôt	(13 301)	(22 242)
<b>Résultat net de l'ensemble consolidé</b>	<b>21 510</b>	<b>21 044</b>
Part TotalEnergies	21 384	20 526
Intérêts ne conférant pas le contrôle	126	518
Résultat net par action (dollars)	8,72	7,91
Résultat net dilué par action (dollars)	8,67	7,85

<sup>(a)</sup> Excepté pour les résultats nets par action.

# RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

## TotalEnergies

(en millions de dollars)	Exercice 2023 (non audité)	Exercice 2022
<b>Résultat net de l'ensemble consolidé</b>	<b>21 510</b>	<b>21 044</b>
<b>Autres éléments du résultat global</b>		
Pertes et gains actuariels	(114)	574
Variation de la juste valeur des placements en instruments de capitaux propres	(11)	112
Effet d'impôt	(11)	(96)
Écart de conversion de consolidation de la société-mère	2 573	(4 976)
<b>Sous-total des éléments ne pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat</b>	<b>2 437</b>	<b>(4 386)</b>
Écart de conversion de consolidation	(3 277)	1 734
Couverture de flux futurs	2 898	(5 452)
Variation du <i>basis spread</i> des opérations en monnaie étrangère	(11)	65
Quote-part du résultat global des sociétés mises en équivalence, net d'impôt	(208)	3 497
Autres éléments	(2)	(16)
Effet d'impôt	(730)	1 449
<b>Sous-total des éléments pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat</b>	<b>(1 330)</b>	<b>1 277</b>
<b>Total autres éléments du résultat global (après impôt)</b>	<b>1 107</b>	<b>(3 109)</b>
<b>Résultat global</b>	<b>22 617</b>	<b>17 935</b>
<i>Part TotalEnergies</i>	22 534	17 419
<i>Intérêts ne conférant pas le contrôle</i>	83	516

# BILAN CONSOLIDÉ

## TotalEnergies

	31 décembre 2023	30 septembre 2023	31 décembre 2022
(en millions de dollars)	(non audité)	(non audité)	
<b>ACTIF</b>			
<b>Actifs non courants</b>			
Immobilisations incorporelles	33 083	32 911	31 931
Immobilisations corporelles	108 916	106 721	107 101
Sociétés mises en équivalence : titres et prêts	30 457	30 153	27 889
Autres titres	1 543	1 342	1 051
Actifs financiers non courants	2 395	2 710	2 731
Impôts différés	3 418	3 535	5 049
Autres actifs non courants	4 313	3 991	2 388
<b>Total actifs non courants</b>	<b>184 125</b>	<b>181 363</b>	<b>178 140</b>
<b>Actifs courants</b>			
Stocks	19 317	22 512	22 936
Clients et comptes rattachés	23 442	23 598	24 378
Autres créances	20 821	22 252	36 070
Actifs financiers courants	6 585	6 892	8 746
Trésorerie et équivalents de trésorerie	27 263	24 731	33 026
Actifs destinés à être cédés ou échangés	2 101	8 656	568
<b>Total actifs courants</b>	<b>99 529</b>	<b>108 641</b>	<b>125 724</b>
<b>Total actif</b>	<b>283 654</b>	<b>290 004</b>	<b>303 864</b>
<b>PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>			
<b>Capitaux propres</b>			
Capital	7 616	7 616	8 163
Primes et réserves consolidées	126 857	123 506	123 951
Écarts de conversion	(13 701)	(13 461)	(12 836)
Actions autodétenues	(4 019)	(1 894)	(7 554)
<b>Total des capitaux propres - part TotalEnergies</b>	<b>116 753</b>	<b>115 767</b>	<b>111 724</b>
<b>Intérêts ne conférant pas le contrôle</b>	<b>2 700</b>	<b>2 657</b>	<b>2 846</b>
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>119 453</b>	<b>118 424</b>	<b>114 570</b>
<b>Passifs non courants</b>			
Impôts différés	11 688	11 633	11 021
Engagements envers le personnel	1 993	1 837	1 829
Provisions et autres passifs non courants	21 257	22 657	21 402
Dettes financières non courantes	40 478	41 022	45 264
<b>Total passifs non courants</b>	<b>75 416</b>	<b>77 149</b>	<b>79 516</b>
<b>Passifs courants</b>			
Fournisseurs et comptes rattachés	41 335	37 268	41 346
Autres créditeurs et dettes diverses	36 727	37 405	52 275
Dettes financières courantes	9 590	16 876	15 502
Autres passifs financiers courants	446	415	488
Passifs relatifs aux actifs destinés à être cédés ou échangés	687	2 467	167
<b>Total passifs courants</b>	<b>88 785</b>	<b>94 431</b>	<b>109 778</b>
<b>Total passif et capitaux propres</b>	<b>283 654</b>	<b>290 004</b>	<b>303 864</b>

# TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉ

## TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)	4 <sup>ème</sup> trimestre 2023	3 <sup>ème</sup> trimestre 2023	4 <sup>ème</sup> trimestre 2022
<b>FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION</b>			
Résultat net de l'ensemble consolidé	5 037	6 690	3 441
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	3 815	3 621	2 749
Provisions et impôts différés	(268)	686	(75)
(Plus) Moins-value sur cessions d'actifs	(2 609)	(521)	2 192
Dividendes moins quote-part des résultats des sociétés mises en équivalence	940	(325)	1 506
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement	8 308	(923)	(3 791)
Autres, nets	927	268	(404)
<b>Flux de trésorerie d'exploitation</b>	<b>16 150</b>	<b>9 496</b>	<b>5 618</b>
<b>FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT</b>			
Investissements corporels et incorporels	(5 076)	(3 808)	(4 097)
Coût d'acquisition de sociétés consolidées, net de la trésorerie acquise	(10)	(1 607)	(4)
Coût d'acquisition de titres	(1 066)	(482)	(260)
Augmentation des prêts non courants	(683)	(451)	(211)
<b>Investissements</b>	<b>(6 835)</b>	<b>(6 348)</b>	<b>(4 572)</b>
Produits de cession d'actifs corporels et incorporels	2 776	914	113
Produits de cession de titres consolidés, net de la trésorerie cédée	3 333	7	160
Produits de cession d'autres titres	-	308	23
Remboursement de prêts non courants	94	132	595
<b>Désinvestissements</b>	<b>6 203</b>	<b>1 361</b>	<b>891</b>
<b>Flux de trésorerie d'investissement</b>	<b>(632)</b>	<b>(4 987)</b>	<b>(3 681)</b>
<b>FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT</b>			
Variation de capital :			
- actionnaires de la société mère	-	-	-
- actions propres	(2 964)	(2 098)	(2 551)
Dividendes payés :			
- aux actionnaires de la société mère	(1 869)	(1 962)	(4 356)
- aux intérêts ne conférant pas le contrôle	(17)	(168)	(12)
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(54)	(22)	(51)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	(16)	(11)	(82)
Émission nette d'emprunts non courants	(21)	47	425
Variation des dettes financières courantes	(8 458)	(446)	(3 500)
Variation des actifs et passifs financiers courants	360	(182)	3 554
<b>Flux de trésorerie de financement</b>	<b>(13 039)</b>	<b>(4 842)</b>	<b>(6 573)</b>
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie</b>	<b>2 479</b>	<b>(333)</b>	<b>(4 636)</b>
Incidence des variations de change	53	(508)	1 721
Trésorerie en début de période	24 731	25 572	35 941
<b>Trésorerie en fin de période</b>	<b>27 263</b>	<b>24 731</b>	<b>33 026</b>

# TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉ

## TotalEnergies

	Exercice 2023	Exercice 2022
(en millions de dollars)	(non audité)	
<b>FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION</b>		
Résultat net de l'ensemble consolidé	21 510	21 044
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	13 818	13 680
Provisions et impôts différés	813	4 594
(Plus) Moins-value sur cessions d'actifs	(3 452)	369
Dividendes moins quote-part des résultats des sociétés mises en équivalence	649	6 057
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement	6 091	1 191
Autres, nets	1 250	432
<b>Flux de trésorerie d'exploitation</b>	<b>40 679</b>	<b>47 367</b>
<b>FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT</b>		
Investissements corporels et incorporels	(17 722)	(15 690)
Coût d'acquisition de sociétés consolidées, net de la trésorerie acquise	(1 772)	(94)
Coût d'acquisition de titres	(3 477)	(3 042)
Augmentation des prêts non courants	(1 889)	(976)
<b>Investissements</b>	<b>(24 860)</b>	<b>(19 802)</b>
Produits de cession d'actifs corporels et incorporels	3 789	540
Produits de cession de titres consolidés, net de la trésorerie cédée	3 561	835
Produits de cession d'autres titres	490	577
Remboursement de prêts non courants	566	2 734
<b>Désinvestissements</b>	<b>8 406</b>	<b>4 686</b>
<b>Flux de trésorerie d'investissement</b>	<b>(16 454)</b>	<b>(15 116)</b>
<b>FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT</b>		
Variation de capital :		
- actionnaires de la société mère	383	370
- actions propres	(9 167)	(7 711)
Dividendes payés :		
- aux actionnaires de la société mère	(7 517)	(9 986)
- aux intérêts ne conférant pas le contrôle	(311)	(536)
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	(1 081)	-
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(314)	(339)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	(126)	(49)
Émission nette d'emprunts non courants	130	1 108
Variation des dettes financières courantes	(14 289)	(6 073)
Variation des actifs et passifs financiers courants	2 562	3 944
<b>Flux de trésorerie de financement</b>	<b>(29 730)</b>	<b>(19 272)</b>
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie</b>	<b>(5 505)</b>	<b>12 979</b>
Incidence des variations de change	(258)	(1 295)
Trésorerie en début de période	33 026	21 342
<b>Trésorerie en fin de période</b>	<b>27 263</b>	<b>33 026</b>

## VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

### TotalEnergies

(non audité:2023)

(en millions de dollars)	Actions émises		Primes et réserves consolidées	Écarts de conversion	Actions autodétenues		Capitaux propres - part TotalEnergies	Intérêts ne conférant pas le contrôle	Capitaux propres
	Nombre	Montant			Nombre	Montant			
<b>Au 1er janvier 2022</b>	<b>2 640 429 329</b>	<b>8 224</b>	<b>117 849</b>	<b>(12 671)</b>	<b>(33 841 104)</b>	<b>(1 666)</b>	<b>111 736</b>	<b>3 263</b>	<b>114 999</b>
Résultat net 2022	-	-	20 526	-	-	-	20 526	518	21 044
Autres éléments du résultat global	-	-	(2 933)	(174)	-	-	(3 107)	(2)	(3 109)
<b>Résultat Global</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>17 593</b>	<b>(174)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>17 419</b>	<b>516</b>	<b>17 935</b>
Dividendes	-	-	(9 989)	-	-	-	(9 989)	(536)	(10 525)
Émissions d'actions	9 367 482	26	344	-	-	-	370	-	370
Rachats d'actions	-	-	-	-	(140 207 743)	(7 711)	(7 711)	-	(7 711)
Cessions d'actions <sup>(a)</sup>	-	-	(318)	-	6 195 654	318	-	-	-
Paiements en actions	-	-	229	-	-	-	229	-	229
Annulation d'actions	(30 665 526)	(87)	(1 418)	-	30 665 526	1 505	-	-	-
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	(44)	-	-	-	(44)	-	(44)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	(331)	-	-	-	(331)	-	(331)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	-	-	45	9	-	-	54	37	91
Autres éléments	-	-	(9)	-	-	-	(9)	(434)	(443)
<b>Au 31 décembre 2022</b>	<b>2 619 131 285</b>	<b>8 163</b>	<b>123 951</b>	<b>(12 836)</b>	<b>(137 187 667)</b>	<b>(7 554)</b>	<b>111 724</b>	<b>2 846</b>	<b>114 570</b>
Résultat net 2023	-	-	21 384	-	-	-	21 384	126	21 510
Autres éléments du résultat global	-	-	1 987	(837)	-	-	1 150	(43)	1 107
<b>Résultat Global</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>23 371</b>	<b>(837)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>22 534</b>	<b>83</b>	<b>22 617</b>
Dividendes	-	-	(7 611)	-	-	-	(7 611)	(311)	(7 922)
Émissions d'actions	8 002 155	22	361	-	-	-	383	-	383
Rachats d'actions	-	-	-	-	(144 700 577)	(9 167)	(9 167)	-	(9 167)
Cessions d'actions <sup>(a)</sup>	-	-	(396)	-	6 463 426	396	-	-	-
Paiements en actions	-	-	291	-	-	-	291	-	291
Annulation d'actions	(214 881 605)	(569)	(11 737)	-	214 881 605	12 306	-	-	-
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	(1 107)	-	-	-	(1 107)	-	(1 107)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	(294)	-	-	-	(294)	-	(294)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	-	-	30	(28)	-	-	2	85	87
Autres éléments	-	-	(2)	-	-	-	(2)	(3)	(5)
<b>Au 31 décembre 2023</b>	<b>2 412 251 835</b>	<b>7 616</b>	<b>126 857</b>	<b>(13 701)</b>	<b>(60 543 213)</b>	<b>(4 019)</b>	<b>116 753</b>	<b>2 700</b>	<b>119 453</b>

<sup>(a)</sup> Actions propres destinées à la couverture des plans d'actions de performance.

## INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

### TotalEnergies

(non audité)

4 <sup>ème</sup> trimestre 2023 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Chiffre d'affaires externe	1 622	3 050	7 350	24 372	22 826	17	-	59 237
Chiffre d'affaires Intersecteurs	10 630	3 651	1 276	8 796	157	26	(24 536)	-
Droits d'accises	-	-	-	(216)	(4 256)	-	-	(4 472)
<b>Produits des ventes</b>	<b>12 252</b>	<b>6 701</b>	<b>8 626</b>	<b>32 952</b>	<b>18 727</b>	<b>43</b>	<b>(24 536)</b>	<b>54 765</b>
Charges d'exploitation	(5 084)	(5 289)	(7 787)	(32 367)	(18 289)	(210)	24 536	(44 490)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(2 334)	(440)	(97)	(394)	(236)	(38)	-	(3 539)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	(370)	560	(17)	(158)	1 917	(71)	-	1 861
Impôts du résultat opérationnel net	(2 371)	(217)	(156)	76	(718)	91	-	(3 295)
Ajustements (a)	(709)	(141)	42	(524)	1 095	(7)	-	(244)
<b>Résultat opérationnel net ajusté</b>	<b>2 802</b>	<b>1 456</b>	<b>527</b>	<b>633</b>	<b>306</b>	<b>(178)</b>	<b>-</b>	<b>5 546</b>
Ajustements (a)								(244)
Coût net de la dette nette								(265)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								26
<b>Résultat net - part TotalEnergies</b>								<b>5 063</b>

(a) Les éléments d'ajustement incluent les éléments non récurrents, l'effet de stock et l'effet des variations de juste valeur.

4 <sup>ème</sup> trimestre 2023 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Investissements	3 080	855	1 241	1 011	588	60	-	6 835
Désinvestissements	4 362	28	32	22	1 754	5	-	6 203
Flux de trésorerie d'exploitation	5 708	2 702	638	4 825	1 759	518	-	16 150



## INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

### TotalEnergies

(non audité)

3 <sup>ème</sup> trimestre 2023 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Chiffre d'affaires externe	1 551	2 144	5 183	27 127	23 012	-	-	59 017
Chiffre d'affaires Intersecteurs	11 129	2 361	495	10 094	153	59	(24 291)	-
Droits d'accises	-	-	-	(210)	(4 394)	-	-	(4 604)
<b>Produits des ventes</b>	<b>12 680</b>	<b>4 505</b>	<b>5 678</b>	<b>37 011</b>	<b>18 771</b>	<b>59</b>	<b>(24 291)</b>	<b>54 413</b>
Charges d'exploitation	(5 347)	(3 038)	(4 811)	(34 598)	(17 749)	(231)	24 291	(41 483)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(1 976)	(283)	(86)	(483)	(204)	(23)	-	(3 055)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	10	358	(8)	61	(16)	81	-	486
Impôts du résultat opérationnel net	(2 437)	(251)	(86)	(502)	(247)	157	-	(3 366)
Ajustements (a)	(208)	(51)	181	90	132	(37)	-	107
<b>Résultat opérationnel net ajusté</b>	<b>3 138</b>	<b>1 342</b>	<b>506</b>	<b>1 399</b>	<b>423</b>	<b>80</b>	<b>-</b>	<b>6 888</b>
Ajustements (a)	-	-	-	-	-	-	-	107
Coût net de la dette nette	-	-	-	-	-	-	-	(305)
Intérêts ne conférant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	(14)
<b>Résultat net - part TotalEnergies</b>	-	-	-	-	-	-	-	<b>6 676</b>

(a) Les éléments d'ajustement incluent les éléments non récurrents, l'effet de stock et l'effet des variations de juste valeur.

3 <sup>ème</sup> trimestre 2023 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Investissements	2 677	734	2 215	424	270	28	-	6 348
Désinvestissements	699	168	331	114	49	-	-	1 361
Flux de trésorerie d'exploitation	4 240	872	1 936	2 060	206	182	-	9 496

## INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

### TotalEnergies

(non audité)

4 <sup>ème</sup> trimestre 2022 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Chiffre d'affaires externe	2 600	4 628	10 055	26 650	24 637	12	-	68 582
Chiffre d'affaires Intersecteurs	12 866	5 783	1 807	11 730	274	63	(32 523)	-
Droits d'accises	-	-	-	(199)	(4 430)	-	-	(4 629)
<b>Produits des ventes</b>	<b>15 466</b>	<b>10 411</b>	<b>11 862</b>	<b>38 181</b>	<b>20 481</b>	<b>75</b>	<b>(32 523)</b>	<b>63 953</b>
Charges d'exploitation	(6 173)	(8 361)	(9 836)	(37 107)	(19 939)	(266)	32 523	(49 159)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(1 343)	(405)	(54)	(393)	(276)	(34)	-	(2 505)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	(3 874)	1 150	103	161	(62)	113	-	(2 409)
Impôts du résultat opérationnel net	(4 635)	(269)	(112)	(898)	(113)	22	-	(6 005)
Ajustements (a)	(4 087)	118	1 482	(1 543)	(243)	(65)	-	(4 338)
<b>Résultat opérationnel net ajusté</b>	<b>3 528</b>	<b>2 408</b>	<b>481</b>	<b>1 487</b>	<b>334</b>	<b>(25)</b>	<b>-</b>	<b>8 213</b>
Ajustements (a)								(4 338)
Coût net de la dette nette								(434)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(177)
<b>Résultat net - part TotalEnergies</b>								<b>3 264</b>

(a) Les éléments d'ajustement incluent les éléments non récurrents, l'effet de stock et l'effet des variations de juste valeur.

4 <sup>ème</sup> trimestre 2022 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Investissements	2 478	310	640	588	507	49	-	4 572
Désinvestissements	215	319	186	125	42	4	-	891
Flux de trésorerie d'exploitation	4 035	134	861	232	707	(351)	-	5 618

## INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

### TotalEnergies

(non audité)

Exercice 2023 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Chiffre d'affaires externe	6 561	12 086	27 337	101 203	89 909	32	-	237 128
Chiffre d'affaires Intersecteurs	42 595	14 789	4 126	36 581	631	206	(98 928)	-
Droits d'accises	-	-	-	(841)	(17 342)	-	-	(18 183)
<b>Produits des ventes</b>	<b>49 156</b>	<b>26 875</b>	<b>31 463</b>	<b>136 943</b>	<b>73 198</b>	<b>238</b>	<b>(98 928)</b>	<b>218 945</b>
Charges d'exploitation	(20 355)	(21 569)	(28 763)	(130 899)	(70 497)	(878)	98 928	(174 033)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(8 493)	(1 288)	(281)	(1 685)	(905)	(110)	-	(12 762)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	(307)	2 194	(345)	(42)	2 208	(28)	-	3 680
Impôts du résultat opérationnel net	(10 095)	(810)	(394)	(938)	(1 246)	271	-	(13 212)
Ajustements (a)	(1 036)	(798)	(173)	(1 275)	1 300	(84)	-	(2 066)
<b>Résultat opérationnel net ajusté</b>	<b>10 942</b>	<b>6 200</b>	<b>1 853</b>	<b>4 654</b>	<b>1 458</b>	<b>(423)</b>	<b>-</b>	<b>24 684</b>
Ajustements (a)								(2 066)
Coût net de la dette nette								(1 108)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(126)
<b>Résultat net - part TotalEnergies</b>								<b>21 384</b>

(a) Les éléments d'ajustement incluent les éléments non récurrents, l'effet de stock et l'effet des variations de juste valeur.

Exercice 2023 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Investissements	12 378	3 410	5 497	2 149	1 273	153	-	24 860
Désinvestissements	5 118	290	661	196	2 132	9	-	8 406
Flux de trésorerie d'exploitation	18 531	8 442	3 573	7 957	1 957	219	-	40 679

## INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

### TotalEnergies

Exercice 2022 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Chiffre d'affaires externe	9 942	21 300	27 453	121 618	100 661	25	-	280 999
Chiffre d'affaires Intersecteurs	55 190	17 075	3 353	45 857	1 433	248	(123 156)	-
Droits d'accises	-	-	-	(737)	(16 952)	-	-	(17 689)
<b>Produits des ventes</b>	<b>65 132</b>	<b>38 375</b>	<b>30 806</b>	<b>166 738</b>	<b>85 142</b>	<b>273</b>	<b>(123 156)</b>	<b>263 310</b>
Charges d'exploitation	(24 521)	(29 982)	(29 217)	(156 897)	(81 746)	(1 329)	123 156	(200 536)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(8 115)	(1 208)	(194)	(1 533)	(1 033)	(138)	-	(12 221)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	(9 943)	978	1 788	885	(20)	288	-	(6 024)
Impôts du résultat opérationnel net	(17 445)	(1 574)	(138)	(2 544)	(787)	281	-	(22 207)
Ajustements (a)	(12 371)	(4 580)	2 070	(653)	6	(362)	-	(15 890)
<b>Résultat opérationnel net ajusté</b>	<b>17 479</b>	<b>11 169</b>	<b>975</b>	<b>7 302</b>	<b>1 550</b>	<b>(263)</b>	<b>-</b>	<b>38 212</b>
Ajustements (a)								(15 890)
Coût net de la dette nette								(1 278)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(518)
<b>Résultat net - part TotalEnergies</b>								<b>20 526</b>

(a) Les éléments d'ajustement incluent les éléments non récurrents, l'effet de stock et l'effet des variations de juste valeur.

Exercice 2022 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Investissements	10 646	1 249	5 226	1 391	1 186	104	-	19 802
Désinvestissements	807	2 301	1 126	214	222	16	-	4 686
Flux de trésorerie d'exploitation	27 654	9 604	66	8 663	3 124	(1 744)	-	47 367

# **Indicateurs Alternatifs de Performance**

---

## INDICATEURS ALTERNATIFS DE PERFORMANCE (Non-GAAP measures)

TotalEnergies  
(non audité)

### 1. Tableau de passage des flux de trésorerie d'investissement aux investissements nets

#### 1.1. Exploration-Production

4 <sup>ème</sup> trimestre 2023	3 <sup>ème</sup> trimestre 2023	4 <sup>ème</sup> trimestre 2022	4 <sup>ème</sup> trimestre 2023 vs 4 <sup>ème</sup> trimestre 2022	(en millions de dollars)	2023	2022	2023 vs 2022
(1 282)	1 978	2 263	ns	<b>Flux de trésorerie d'investissement ( a )</b>	7 260	9 839	-26%
-	-	-	ns	Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle ( b )	-	-	ns
-	-	-	ns	Remboursement organique de prêts SME ( c )	-	22	-100%
-	-	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables ( d ) *	-	-	ns
61	51	53	15%	Capex liés aux contrats de location capitalisés ( e )	218	147	48%
32	14	8	x4	Dépenses liées aux crédits carbone ( f )	48	19	x2,5
<b>(1 189)</b>	<b>2 043</b>	<b>2 324</b>	<b>ns</b>	<b>Investissements nets ( a + b + c + d + e + f = g - i + h )</b>	<b>7 526</b>	<b>10 027</b>	<b>-25%</b>
(4 306)	(514)	105	ns	dont acquisitions nettes ( g - i )	(2 706)	2 520	ns
39	156	241	-84%	Acquisitions ( g )	2 320	3 134	-26%
4 345	670	136	x32	Cessions ( i )	5 026	614	x8,2
-	-	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	-	-	ns
<b>3 117</b>	<b>2 557</b>	<b>2 219</b>	<b>40%</b>	<b>Dont investissements organiques ( h )</b>	<b>10 232</b>	<b>7 507</b>	<b>36%</b>
208	343	287	-27%	Exploration capitalisée	1 081	669	62%
61	32	20	x3	Augmentation des prêts non courants	154	78	97%
(17)	(29)	(79)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(92)	(171)	ns
-	-	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part TotalEnergies	-	-	ns

\*Variation de dette de projets renouvelables quote-part TotalEnergies et quote-part partenaire

#### 1.2. Integrated LNG

4 <sup>ème</sup> trimestre 2023	3 <sup>ème</sup> trimestre 2023	4 <sup>ème</sup> trimestre 2022	4 <sup>ème</sup> trimestre 2023 vs 4 <sup>ème</sup> trimestre 2022	(en millions de dollars)	2023	2022	2023 vs 2022
827	566	(9)	ns	<b>Flux de trésorerie d'investissement ( a )</b>	3 120	(1 052)	ns
-	-	-	ns	Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle ( b )	-	-	ns
-	1	217	-100%	Remboursement organique de prêts SME ( c )	2	1 499	ns
-	-	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables ( d ) *	-	-	ns
11	12	6	83%	Capex liés aux contrats de location capitalisés ( e )	37	25	48%
-	-	-	ns	Dépenses liées aux crédits carbone ( f )	-	-	ns
<b>838</b>	<b>579</b>	<b>214</b>	<b>x3,9</b>	<b>Investissements nets ( a + b + c + d + e + f = g - i + h )</b>	<b>3 159</b>	<b>472</b>	<b>x6,7</b>
48	84	19	x2,5	dont acquisitions nettes ( g - i )	1 096	(47)	ns
56	204	23	x2,4	Acquisitions ( g )	1 253	27	x46,4
8	120	4	100%	Cessions ( i )	157	74	x2,1
-	-	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	-	-	ns
<b>790</b>	<b>495</b>	<b>195</b>	<b>x4</b>	<b>Dont investissements organiques ( h )</b>	<b>2 063</b>	<b>519</b>	<b>x4</b>
6	3	-	ns	Exploration capitalisée	13	-	ns
179	153	64	x2,8	Augmentation des prêts non courants	570	328	74%
(20)	(47)	(98)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(131)	(690)	ns
-	-	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part TotalEnergies	-	-	ns

\*Variation de dette de projets renouvelables quote-part TotalEnergies et quote-part partenaire

### 1.3. Integrated Power

4 <sup>ème</sup> trimestre 2023	3 <sup>ème</sup> trimestre 2023	4 <sup>ème</sup> trimestre 2022	4 <sup>ème</sup> trimestre 2023 vs 4 <sup>ème</sup> trimestre 2022	(en millions de dollars)	2023	2022	2023 vs 2022
1 209	1 884	454	x2,7	<b>Flux de trésorerie d'investissement ( a )</b>	4 836	4 100	18%
-	-	-	ns	Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle ( b )	-	-	ns
1	4	2	-50%	Remboursement organique de prêts SME ( c )	27	5	x5,4
(3)	43	(233)	ns	Variation de dette de projets renouvelables ( d ) *	78	(589)	ns
(1)	1	2	ns	Capex liés aux contrats de location capitalisés ( e )	4	5	-20%
-	-	-	ns	Dépenses liées aux crédits carbone ( f )	-	-	ns
<b>1 206</b>	<b>1 932</b>	<b>225</b>	<b>x5,4</b>	<b>Investissements nets ( a + b + c + d + e + f = g - i + h )</b>	<b>4 945</b>	<b>3 521</b>	<b>40%</b>
532	1 354	(230)	ns	dont acquisitions nettes ( g - i )	2 363	2 136	11%
535	1 622	14	x38,2	Acquisitions ( g )	2 739	2 661	3%
3	268	244	-99%	Cessions ( i )	376	525	-28%
-	(43)	109	-100%	Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	(81)	279	ns
<b>674</b>	<b>578</b>	<b>455</b>	<b>48%</b>	<b>Dont investissements organiques ( h )</b>	<b>2 582</b>	<b>1 385</b>	<b>86%</b>
-	-	-	ns	Exploration capitalisée	-	-	ns
318	207	107	x3	Augmentation des prêts non courants	870	397	x2,2
(28)	(17)	(49)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(177)	(83)	ns
-3	-	(124)	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part TotalEnergies	(3)	(310)	ns

\*Variation de dette de projets renouvelables quote-part TotalEnergies et quote-part partenaire

### 1.4. Raffinage-Chimie

4 <sup>ème</sup> trimestre 2023	3 <sup>ème</sup> trimestre 2023	4 <sup>ème</sup> trimestre 2022	4 <sup>ème</sup> trimestre 2023 vs 4 <sup>ème</sup> trimestre 2022	(en millions de dollars)	2023	2022	2023 vs 2022
989	310	463	x2,14	<b>Flux de trésorerie d'investissement ( a )</b>	1 953	1 177	66%
-	-	-	ns	Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle ( b )	-	-	ns
2	(21)	117	-98%	Remboursement organique de prêts SME ( c )	(31)	104	ns
-	-	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables ( d ) *	-	-	ns
-	-	-	ns	Capex liés aux contrats de location capitalisés ( e )	-	-	ns
-	-	-	ns	Dépenses liées aux crédits carbone ( f )	-	-	ns
<b>991</b>	<b>289</b>	<b>580</b>	<b>71%</b>	<b>Investissements nets ( a + b + c + d + e + f = g - i + h )</b>	<b>1 922</b>	<b>1 281</b>	<b>50%</b>
(11)	(97)	(5)	ns	dont acquisitions nettes ( g - i )	(118)	(38)	ns
1	-	-	ns	Acquisitions ( g )	32	15	x2,1
12	97	5	x2,4	Cessions ( i )	150	53	x2,8
-	-	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	-	-	ns
<b>1 002</b>	<b>386</b>	<b>585</b>	<b>71%</b>	<b>Dont investissements organiques ( h )</b>	<b>2 040</b>	<b>1 319</b>	<b>55%</b>
-	-	-	ns	Exploration capitalisée	-	-	ns
28	13	1	x28	Augmentation des prêts non courants	79	53	49%
(8)	(9)	(3)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(33)	(35)	ns
-	-	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part TotalEnergies	-	-	ns

\*Variation de dette de projets renouvelables quote-part TotalEnergies et quote-part partenaire

## 1.5. Marketing & Services

4 <sup>ème</sup> trimestre 2023	3 <sup>ème</sup> trimestre 2023	4 <sup>ème</sup> trimestre 2022	4 <sup>ème</sup> trimestre 2023 vs 4 <sup>ème</sup> trimestre 2022	(en millions de dollars)	2023	2022	2023 vs 2022
(1 166)	221	465	ns	<b>Flux de trésorerie d'investissement ( a )</b>	(859)	964	ns
-	-	(50)	ns	Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle ( b )	-	(50)	ns
-	-	-	ns	Remboursement organique de prêts SME ( c )	-	-	ns
-	-	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables ( d ) *	-	-	ns
-	-	-	ns	Capex liés aux contrats de location capitalisés ( e )	-	-	ns
-	-	-	ns	Dépenses liées aux crédits carbone ( f )	-	-	ns
<b>(1 166)</b>	<b>221</b>	<b>415</b>	ns	<b>Investissements nets ( a + b + c + d + e + f = g - i + h )</b>	<b>(859)</b>	<b>914</b>	<b>ns</b>
(1 668)	(18)	(23)	ns	dont acquisitions nettes ( g - i )	(1 924)	(121)	ns
67	10	14	x4,8	Acquisitions ( g )	84	34	x2,5
1 735	28	37	x46,9	Cessions ( i )	2 008	155	x13
-	-	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	-	-	ns
<b>502</b>	<b>239</b>	<b>438</b>	<b>15%</b>	<b>Dont investissements organiques ( h )</b>	<b>1 065</b>	<b>1 035</b>	<b>3%</b>
-	-	-	ns	Exploration capitalisée	-	-	ns
99	16	15	x6,6	Augmentation des prêts non courants	152	83	83%
(12)	(19)	(25)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(82)	(87)	ns
-	-	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part TotalEnergies	-	-	ns

\*Variation de dette de projets renouvelables quote-part TotalEnergies et quote-part partenaire



## INDICATEURS ALTERNATIFS DE PERFORMANCE (Non-GAAP measures)

**TotalEnergies**  
(non audité)

### 2. Tableau de passage des flux de trésorerie d'exploitation à la marge brute d'autofinancement

#### 2.1. Exploration-Production

4 <sup>ème</sup> trimestre 2023	3 <sup>ème</sup> trimestre 2023	4 <sup>ème</sup> trimestre 2022	4 <sup>ème</sup> trimestre 2023 vs 4 <sup>ème</sup> trimestre 2022		2023	2022	2023 vs 2022
5 708	4 240	4 035	41%	<b>Flux de trésorerie d'exploitation ( a )</b>	18 531	27 654	-33%
1 018	(925)	(953)	ns	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement ( b )	(595)	1 596	ns
-	-	-	ns	Effet de stock ( c )	-	-	ns
-	-	-	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables ( d )	-	-	ns
-	-	-	ns	Remboursement organique de prêts SME ( e )	-	22	-100%
4 690	5 165	4 988	-6%	<b>Marge brute d'autofinancement (CFFO)</b> <b>( f = a - b - c + d + e )</b>	19 126	26 080	-27%

#### 2.2. Integrated LNG

4 <sup>ème</sup> trimestre 2023	3 <sup>ème</sup> trimestre 2023	4 <sup>ème</sup> trimestre 2022	4 <sup>ème</sup> trimestre 2023 vs 4 <sup>ème</sup> trimestre 2022		2023	2022	2023 vs 2022
2 702	872	134	x20,2	<b>Flux de trésorerie d'exploitation ( a )</b>	8 442	9 604	-12%
939	(775)	(2 337)	ns	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement ( b ) *	1 151	1 319	-13%
-	-	-	ns	Effet de stock ( c )	-	-	ns
-	-	-	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables ( d )	-	-	ns
-	1	217	-100%	Remboursement organique de prêts SME ( e )	2	1 499	-100%
1 763	1 648	2 688	-34%	<b>Marge brute d'autofinancement (CFFO)</b> <b>( f = a - b - c + d + e )</b>	7 293	9 784	-25%

\*La variation du besoin en fonds de roulement est présentée hors impact des contrats comptabilisés en juste valeur des secteurs Integrated LNG et Integrated Power.

#### 2.3. Integrated Power

4 <sup>ème</sup> trimestre 2023	3 <sup>ème</sup> trimestre 2023	4 <sup>ème</sup> trimestre 2022	4 <sup>ème</sup> trimestre 2023 vs 4 <sup>ème</sup> trimestre 2022		2023	2022	2023 vs 2022
638	1 936	861	-26%	<b>Flux de trésorerie d'exploitation ( a )</b>	3 573	66	x54,1
(66)	1 466	464	ns	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement ( b ) *	1 529	(835)	ns
-	-	-	ns	Effet de stock ( c )	-	-	ns
-	43	40	-100%	Plus-value de cession de projets renouvelables ( d )	81	64	27%
1	4	2	-50%	Remboursement organique de prêts SME ( e )	27	5	x5,4
705	516	439	61%	<b>Marge brute d'autofinancement (CFFO)</b> <b>( f = a - b - c + d + e )</b>	2 152	970	x2,2

\*La variation du besoin en fonds de roulement est présentée hors impact des contrats comptabilisés en juste valeur des secteurs Integrated LNG et Integrated Power.

## 2.4. Raffinage Chimie

4 <sup>ème</sup> trimestre 2023	3 <sup>ème</sup> trimestre 2023	4 <sup>ème</sup> trimestre 2022	4 <sup>ème</sup> trimestre 2023 vs 4 <sup>ème</sup> trimestre 2022	(en millions de dollars)	2023	2022	2023 vs 2022
4 825	2 060	232	x20,8	<b>Flux de trésorerie d'exploitation ( a )</b>	7 957	8 663	-8%
4 161	(125)	(85)	ns	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement ( b )	2 641	823	x3,2
(507)	546	(711)	ns	Effet de stock ( c )	(568)	240	ns
-	-	-	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables ( d )	-	-	ns
2	(21)	117	-98%	Remboursement organique de prêts SME ( e )	(31)	104	ns
<b>1 173</b>	<b>1 618</b>	<b>1 144</b>	<b>3%</b>	<b>Marge brute d'autofinancement (CFFO) ( f = a - b - c + d + e )</b>	<b>5 853</b>	<b>7 704</b>	<b>-24%</b>

## 2.5. Marketing & Services

4 <sup>ème</sup> trimestre 2023	3 <sup>ème</sup> trimestre 2023	4 <sup>ème</sup> trimestre 2022	4 <sup>ème</sup> trimestre 2023 vs 4 <sup>ème</sup> trimestre 2022	(en millions de dollars)	2023	2022	2023 vs 2022
1 759	206	707	x2,5	<b>Flux de trésorerie d'exploitation ( a )</b>	1 957	3 124	-37%
1 457	(599)	354	x4,1	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement ( b )	(215)	498	ns
(217)	218	(184)	ns	Effet de stock ( c )	(146)	261	ns
-	-	-	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables ( d )	-	-	ns
-	-	-	ns	Remboursement organique de prêts SME ( e )	-	-	ns
<b>519</b>	<b>587</b>	<b>537</b>	<b>-3%</b>	<b>Marge brute d'autofinancement (CFFO) ( f = a - b - c + d + e )</b>	<b>2 318</b>	<b>2 365</b>	<b>-2%</b>

## INDICATEURS ALTERNATIFS DE PERFORMANCE (Non-GAAP measures)

TotalEnergies  
(non audité)

### 3. Réconciliation des capitaux employés (bilan) et calcul du ROACE

En millions de dollars	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Corporate	Interne Compagnie	Compagnie
Résultat opérationnel net ajusté 4 <sup>ème</sup> trimestre 2023	2 802	1 456	527	633	306	(178)	-	5 546
Résultat opérationnel net ajusté 3 <sup>ème</sup> trimestre 2023	3 138	1 342	506	1 399	423	80	-	6 888
Résultat opérationnel net ajusté 2 <sup>ème</sup> trimestre 2023	2 349	1 330	450	1 004	449	(248)	-	5 334
Résultat opérationnel net ajusté 1 <sup>er</sup> trimestre 2023	2 653	2 072	370	1 618	280	(77)	-	6 916
<b>Résultat opérationnel net ajusté ( a )</b>	<b>10 942</b>	<b>6 200</b>	<b>1 853</b>	<b>4 654</b>	<b>1458</b>	<b>(423)</b>	-	<b>24 684</b>

#### Bilan au 31 décembre 2023

Immobilisations corporelles et incorporelles	84 876	24 936	12 526	12 287	6 696	678	-	141 999
Titres et prêts des sociétés mises en équivalence	2 630	13 905	9 202	4 167	553	-	-	30 457
Autres actifs non courants	3 451	2 720	1 027	677	1 258	141	-	9 274
Stocks	1 463	1 784	689	11 582	3 798	1	-	19 317
Clients et comptes rattachés	6 849	10 183	7 601	20 010	9 024	683	(30 908)	23 442
Autres créances	6 218	9 782	6 963	2 491	3 517	1 817	(9 807)	20 981
Fournisseurs et comptes rattachés	(6 904)	(11 732)	(8 114)	(33 864)	(10 693)	(798)	30 770	(41 335)
Autres créditeurs et dettes diverses	(9 875)	(11 653)	(6 985)	(6 260)	(5 759)	(6 300)	9 945	(36 887)
Besoin en fonds de roulement	(2 249)	(1 636)	154	(6 041)	(113)	(4 597)	-	(14 482)
Provisions et autres passifs non courants	(25 152)	(3 877)	(1 790)	(3 706)	(1 267)	854	-	(34 938)
Actifs et passifs destinés à être cédés ou échangés - Capitaux employés	314	-	392	137	881	-	-	1 724
<b>Capitaux employés (Bilan)</b>	<b>63 870</b>	<b>36 048</b>	<b>21 511</b>	<b>7 521</b>	<b>8 008</b>	<b>(2 924)</b>	-	<b>134 034</b>
Moins effet de stock	-	-	-	(1 478)	(334)	-	-	(1 812)
<b>Capitaux Employés au coût de remplacement ( b )</b>	<b>63 870</b>	<b>36 048</b>	<b>21 511</b>	<b>6 043</b>	<b>7 674</b>	<b>(2 924)</b>	-	<b>132 222</b>

#### Bilan au 31 décembre 2022

Immobilisations corporelles et incorporelles	87 833	24 189	6 696	11 525	8 120	669	-	139 032
Titres et prêts des sociétés mises en équivalence	2 138	12 065	8 804	4 431	451	-	-	27 889
Autres actifs non courants	3 069	3 342	327	570	1 050	130	-	8 488
Stocks	1 260	2 312	1 836	12 888	4 640	-	-	22 936
Clients et comptes rattachés	7 312	11 110	12 515	19 297	8 482	1 407	(35 745)	24 378
Autres créances	6 347	21 344	12 914	2 410	3 787	2 455	(13 187)	36 070
Fournisseurs et comptes rattachés	(6 298)	(11 846)	(14 881)	(30 673)	(12 082)	(1 313)	35 747	(41 346)
Autres créditeurs et dettes diverses	(11 452)	(24 796)	(10 940)	(7 215)	(5 115)	(5 942)	13 185	(52 275)
Besoin en fonds de roulement	(2 831)	(1 876)	1 444	(3 293)	(288)	(3 393)	-	(10 237)
Provisions et autres passifs non courants	(24 633)	(4 049)	(1 201)	(3 760)	(1 303)	694	-	(34 252)
Actifs et passifs destinés à être cédés ou échangés - Capitaux employés	208	-	155	-	-	-	-	363
<b>Capitaux employés (Bilan)</b>	<b>65 784</b>	<b>33 671</b>	<b>16 225</b>	<b>9 473</b>	<b>8 030</b>	<b>(1 900)</b>	-	<b>131 283</b>
Moins effet de stock	-	-	-	(2 035)	(437)	-	-	(2 472)
<b>Capitaux Employés au coût de remplacement ( c )</b>	<b>65 784</b>	<b>33 671</b>	<b>16 225</b>	<b>7 438</b>	<b>7 593</b>	<b>(1 900)</b>	-	<b>128 811</b>
<b>ROACE en pourcentage ( a / moyenne( b + c ))</b>	<b>16,9%</b>	<b>17,8%</b>	<b>9,8%</b>	<b>69,0%</b>	<b>19,1%</b>			<b>18,9%</b>

## INDICATEURS ALTERNATIFS DE PERFORMANCE (Non-GAAP measures)

### TotalEnergies

(non audité)

#### 4. Réconciliation du résultat net de l'ensemble consolidé au résultat opérationnel net ajusté

4 <sup>ème</sup> trimestre 2023	3 <sup>ème</sup> trimestre 2023	4 <sup>ème</sup> trimestre 2022	(en millions de dollars)	2023	2022
<b>5 037</b>	<b>6 690</b>	<b>3 441</b>	<b>Résultat net de l'ensemble consolidé ( a )</b>	<b>21 510</b>	<b>21 044</b>
(265)	(305)	(434)	Coût net de la dette nette ( b )	(1 108)	(1 278)
113	(881)	(5 609)	Éléments non-récurrents du résultat opérationnel net	(1 384)	(17 559)
1 844	-	-	Plus ou moins-value de cession	2 047	1 450
(51)	-	(14)	Charges de restructuration	(56)	(55)
(1 070)	(698)	(3 861)	Dépréciations et provisions exceptionnelles	(2 297)	(15 759)
(610)	(183)	(1 734)	Autres éléments	(1 078)	(3 195)
(549)	623	(722)	Effet de stock : écart FIFO / coût de remplacement, net d'impôt	(694)	531
192	365	1 993	Effet des variations de juste valeur	12	1 138
<b>(244)</b>	<b>107</b>	<b>(4 338)</b>	<b>Total des éléments d'ajustement du résultat opérationnel net ( c )</b>	<b>(2 066)</b>	<b>(15 890)</b>
<b>5 546</b>	<b>6 888</b>	<b>8 213</b>	<b>Résultat opérationnel net ajusté ( a - b - c )</b>	<b>24 684</b>	<b>38 212</b>