

Résultats du premier trimestre 2023

TotalEnergies démontre une nouvelle fois sa capacité à générer de très bons résultats dans un environnement de prix en retrait sur le pétrole et le gaz

Dans le cadre de sa stratégie multi-énergies, TotalEnergies présente pour la première fois les résultats du secteur Integrated Power

	1T23	4T22	Variation vs 4T22	1T22	Variation vs 1T22
Résultat net part TotalEnergies (G\$)	5,6	3,3	+70%	4,9	+12%
Résultat net ajusté part TotalEnergies ⁽¹⁾					
- en milliards de dollars (G\$)	6,5	7,6	-13%	9,0	-27%
- en dollar par action	2,61	2,97	-12%	3,40	-23%
EBITDA ajusté ⁽¹⁾ (G\$)	14,2	16,0	-11%	17,4	-19%
DACF ⁽¹⁾ (G\$)	9,8	9,4	+4%	12,0	-19%
Flux de trésorerie d'exploitation (G\$)	5,1	5,6	-9%	7,6	-33%

Ratio d'endettement⁽²⁾ de 11,5% au 31 mars 2023 contre 7,0% au 31 décembre 2022

Premier acompte sur dividende au titre de l'exercice 2023 de 0,74 €/action

Paris, le 27 avril 2023 - Le Conseil d'administration de TotalEnergies SE, réuni le 26 avril 2023 sous la présidence de Patrick Pouyanné, Président-directeur général, a arrêté les comptes de la Compagnie pour le premier trimestre 2023. A cette occasion, Patrick Pouyanné a déclaré :

« TotalEnergies démontre une nouvelle fois sa capacité à générer de très bons résultats, affichant au premier trimestre 2023 un résultat net ajusté de 6,5 G\$, un cash-flow de 9,6 G\$ et une rentabilité des capitaux employés moyens à 25%, dans un environnement de prix en retrait sur le pétrole et le gaz. Le résultat net IFRS est de 5,6 G\$ sur le trimestre.

Dans un environnement de prix du Brent à 81 \$/b en moyenne, l'Exploration-Production génère ce trimestre un résultat opérationnel net ajusté de 2,7 G\$ et un cash-flow de 4,9 G\$ avec une production en croissance de 2% par rapport au trimestre précédent*, bénéficiant notamment du démarrage de la production de gaz sur le bloc 10 en Oman et de l'acquisition d'une participation de 20% dans les champs pétroliers de SARB / Umm Lulu aux Emirats Arabes Unis.

Le secteur Integrated LNG réalise un résultat opérationnel net ajusté et un cash-flow de 2,1 G\$, tirant parti d'un portefeuille mondial intégré, dans un environnement de prix du gaz européens et asiatiques revenus à des niveaux proches de la parité Brent, à 16-17 \$/Mbtu, compte-tenu de l'hiver doux et des stocks élevés en Europe. La Compagnie a lancé ce trimestre les études d'ingénierie intégrées (FEED) sur le projet Papua LNG qui contribuera à la croissance future du portefeuille GNL.

Le secteur Integrated Power génère au premier trimestre un résultat opérationnel net ajusté et un cash-flow de 0,4 G\$. Le ROACE atteint près de 10% sur 12 mois, confirmant la capacité de la Compagnie à croître de manière rentable dans cette activité. TotalEnergies a finalisé ce trimestre l'acquisition d'une participation de 34% dans Casa Dos Ventos au Brésil, contribuant à la croissance de sa capacité installée de génération électrique renouvelable qui atteint 18 GW. L'Aval réalise un résultat opérationnel net ajusté de 1,9 G\$ et un cash-flow de 2,2 G\$, bénéficiant de marges de raffinage soutenues. TotalEnergies a annoncé la cession pour 3,1 G€ à Alimentation Couche-Tard de ses réseaux en Allemagne et aux Pays-Bas ainsi qu'un partenariat 40%/60% pour exploiter les stations en Belgique et au Luxembourg.

Conforté par ces bons résultats, le Conseil d'administration a confirmé l'augmentation de 7,25% du premier acompte sur dividende au titre de l'exercice 2023, à 0,74 € par action, ainsi que le rachat jusqu'à 2 G\$ d'actions au deuxième trimestre 2023.»

(1) Définitions en page 3.

(2) Hors engagements liés aux contrats de location.

* Retraitée de la production liée à la participation de TotalEnergies dans Novatek

1. Faits marquants⁽³⁾

Responsabilité sociétale et environnementale

- Publication du rapport *Sustainability & Climate – 2023 Progress Report* présentant les avancées sur la stratégie de transformation de TotalEnergies et la mise à jour de son ambition climat
- TotalEnergies numéro 2 de l'actionnariat salarié en Europe selon le rapport de la Fédération Européenne de l'Actionnariat Salarié
- TotalEnergies garantit à ses clients que le prix des carburants ne dépassera pas 1,99€/l dans ses stations en France

Amont

- Acquisition des actifs amont de CEPESA aux Emirats Arabes Unis, représentant une quote-part de production de 50 kbep/j
- Accord avec le gouvernement irakien sur la mise en œuvre du projet multi-énergies, en Irak
- Lancement du projet Lapa South-West, au Brésil

Aval

- Cession à Alimentation Couche-Tard des réseaux en Allemagne et aux Pays-Bas et partenariat 40%/60% en Belgique et au Luxembourg
- Accord avec la société de recyclage de déchets Paprec pour développer des projets de recyclage chimique de plastiques en France
- Création d'une joint-venture avec Air Liquide pour développer un réseau de plus de 100 stations hydrogène pour poids lourds en Europe

Integrated LNG

- Démarrage de la production du Bloc 10, et signature d'un contrat long terme de LNG de 0,8 Mt/an, en Oman
- Lancement des études d'ingénierie intégrées du projet Papua LNG, en Papouasie-Nouvelle-Guinée
- Livraison de la première cargaison de GNL au terminal de Dhamra LNG, en Inde
- Mise en service du terminal flottant de regazéification de GNL à Lubmin, en Allemagne
- Autorisation des autorités françaises et européennes pour l'installation du terminal flottant de regazéification de GNL au Havre, en France

Integrated Power

- Finalisation de l'acquisition d'une participation de 34% dans Casa dos Ventos, premier développeur dans les renouvelables au Brésil
- Acquisition auprès de Corio Generation d'une participation de 50% (moins dix actions) dans le projet éolien offshore Formosa 3 de 600 MW, à Taiwan
- Signature de contrats de vente d'électricité renouvelable avec Sasol et Air Liquide en Afrique du Sud

Décarbonation & nouvelles molécules

- Acquisition de PGB, principal producteur de biogaz en Pologne
- Entrée sur deux permis pour le stockage de CO₂ en mer du Nord, au Danemark

⁽³⁾ 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.

2. Principales données financières issues des comptes consolidés de TotalEnergies⁽⁴⁾

En millions de dollars, sauf le taux d'imposition, le résultat par action et le nombre d'actions	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
EBITDA ajusté ⁽⁵⁾	14 167	15 997	-11%	17 424	-19%
Résultat opérationnel net ajusté des secteurs	6 993	8 238	-15%	9 458	-26%
Exploration-Production	2 653	3 528	-25%	5 015	-47%
Integrated LNG	2 072	2 408	-14%	3 133	-34%
Integrated Power	370	481	-23%	(82)	ns
Raffinage-Chimie	1 618	1 487	+9%	1 120	+44%
Marketing & Services	280	334	-16%	272	+3%
Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	1 079	1 873	-42%	1 861	-42%
Taux moyen d'imposition ⁽⁶⁾	41,4%	41,4%		38,7%	
Résultat net ajusté part TotalEnergies	6 541	7 561	-13%	8 977	-27%
Résultat net ajusté dilué par action (dollars) ⁽⁷⁾	2,61	2,97	-12%	3,40	-23%
Résultat net ajusté dilué par action (euros)*	2,43	2,93	-17%	3,03	-20%
Nombre moyen pondéré dilué d'actions (millions)	2 479	2 522	-2%	2 614	-5%
Résultat net part TotalEnergies	5 557	3 264	+70%	4 944	+12%
Investissements organiques ⁽⁸⁾	3 433	3 935	-13%	1 981	+73%
Acquisitions nettes ⁽⁹⁾	2 987	(133)	ns	922	x3,2
Investissements nets ⁽¹⁰⁾	6 420	3 802	+69%	2 903	x2,2
Marge brute d'autofinancement ⁽¹¹⁾	9 621	9 135	+5%	11 626	-17%
Marge brute d'autofinancement hors frais financiers (DACF) ⁽¹²⁾	9 774	9 361	+4%	11 995	-19%
Flux de trésorerie d'exploitation	5 133	5 618	-9%	7 617	-33%

* Taux de change moyen €-\$: 1,0730 au 1^{er} trimestre 2023, 1,0205 au 4^{ème} trimestre 2022 et 1,1217 au 1^{er} trimestre 2022.

⁽⁴⁾ Les résultats ajustés se définissent comme les résultats au coût de remplacement, hors éléments non-récurrents, et hors effet des variations de juste valeur. Le détail des éléments d'ajustement figure en page 19.

⁽⁵⁾ L'EBITDA (*Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*) ajusté correspond au résultat ajusté avant amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles, corporelles et 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.

⁽⁶⁾ 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).

⁽⁷⁾ 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.

⁽⁸⁾ Investissements organiques = investissements nets, hors acquisitions, cessions et autres opérations avec des intérêts ne conférant pas le contrôle.

⁽⁹⁾ Acquisitions nettes = acquisitions - cessions - autres opérations avec intérêts ne conférant pas le contrôle (voir page 21).

⁽¹⁰⁾ Investissements nets = Investissements organiques + acquisitions nettes (voir page 21).

⁽¹¹⁾ 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 comptabilisés en juste valeur des secteurs Integrated LNG et Integrated Power, et y compris les plus-values de cession de projets renouvelables.

La méthode du coût de remplacement est explicitée page 25. Le tableau de réconciliation des différents cash-flows figure en page 21.

⁽¹²⁾ DACF = Debt adjusted cash-flow, se définit comme la marge brute d'autofinancement hors frais financiers.

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

	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Brent (\$/b)	81,2	88,8	-9%	102,2	-21%
Henry Hub (\$/Mbtu)	2,7	6,1	-55%	4,6	-40%
NBP (\$/Mbtu)	16,1	32,3	-50%	32,3	-50%
JKM (\$/Mbtu)	16,5	30,5	-46%	31,1	-47%
Prix moyen de vente liquides (\$/b) Filiales consolidées	73,4	80,6	-9%	90,1	-19%
Prix moyen de vente gaz (\$/Mbtu) Filiales consolidées	8,89	12,74	-30%	12,27	-28%
Prix moyen de vente GNL (\$/Mbtu) Filiales consolidées et sociétés mises en équivalence	13,27	14,83	-11%	13,60	-2%
Marge sur coûts variables - Raffinage Europe, MCV (\$/t)**	87,8	73,6	+19%	46,3	+90%

* Les indicateurs sont indiqués en page 26.

** 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).

3.2 Émissions de gaz à effet de serre⁽¹³⁾

Emissions de Gaz à Effet de Serre (GES) (MtCO ₂ e)	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Scope 1+2 des installations opérées ⁽¹⁴⁾	9,1	10,1	-10%	9,6	-6%
dont Oil & Gas	7,6	8,3	-8%	7,9	-4%
dont CCGT	1,5	1,8	-17%	1,7	-15%
Scope 1+2 périmètre patrimonial	12,8	14,7	-13%	14,0	-9%

Emissions 1T23 estimées.

Les émissions Scope 1+2 des installations opérées sont en baisse sur le premier trimestre 2023, en lien avec la baisse de l'utilisation des centrales électriques à gaz dans un contexte de moindre demande en Europe et compte-tenu de la baisse du torchage sur les installations Exploration-Production.

Emissions de Méthane (ktCH ₄)	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Émissions de méthane des installations opérées	9	11	-17%	10	-8%
Émissions de méthane périmètre patrimonial	11	10	+12%	12	-7%

Émissions 1T23 estimées.

Émissions Scope 3 (MtCO ₂ e)	1T23	2022
Scope 3 Pétrole, Biocarburants et Gaz Monde ⁽¹⁵⁾	est. 90	389

⁽¹³⁾ Les gaz à effet de serre (GES) désignent les six gaz à effet de serre du protocole de Kyoto, à savoir le CO₂, CH₄, N₂O, les HFC, les PFC et le SF₆, avec leurs PRG (pouvoir de réchauffement global) respectifs tel que donné par le rapport du GIEC de 2007. Les HFC, PFC et le SF₆ sont quasiment absents des émissions de la Compagnie ou considérés comme non significatifs et ne sont donc pas comptabilisés.

⁽¹⁴⁾ 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 (H₂).

⁽¹⁵⁾ 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. Le point le plus élevé pour chaque chaîne de valeur pour l'année 2023 sera déterminé au regard de la réalisation sur l'ensemble de l'année, TotalEnergies fournissant des estimations au fur et à mesure des trimestres.

3.3 Production*

Production d'hydrocarbures	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Production d'hydrocarbures (kbep/j)	2 524	2 812	-10%	2 843	-11%
Pétrole (y compris bitumes) (kb/j)	1 398	1 357	+3%	1 305	+7%
Gaz (y compris Condensats et LGN associés) (kbep/j)	1 126	1 455	-23%	1 538	-27%
Production d'hydrocarbures (kbep/j)	2 524	2 812	-10%	2 843	-11%
Liquides (kb/j)	1 562	1 570	-	1 527	+2%
Gaz (Mpc/j)	5 191	6 681	-22%	7 162	-28%
Production d'hydrocarbures hors Novatek (kbep/j)	2 524	2 475	+2%	2 508	+1%

* Production de la Compagnie = production de l'EP + production d'Integrated LNG.

La production d'hydrocarbures a été de 2 524 milliers de barils équivalent pétrole par jour (kbep/j) au premier trimestre 2023, en hausse de 1% sur un an (hors Novatek) en raison des éléments suivants :

- +4% lié au démarrage et à la montée en puissance de projets notamment Mero 1 au Brésil et Ikike au Nigéria,
- +1% lié à l'augmentation des quotas des pays de l'OPEP+,
- -1% d'effet périmètre, notamment lié à la fin des licences d'exploitation de Bongkot en Thaïlande, à la sortie des champs de Termokarstovoye et Kharyaga en Russie et au retrait effectif du Myanmar, partiellement compensés par l'entrée dans les champs en production de Sépia et Atapu au Brésil et de SARB / Umm Lulu aux Emirats Arabes Unis, ainsi que l'augmentation de la participation dans les concessions de Waha en Libye,
- -3% lié au déclin naturel des champs.

La production est en hausse de 2% sur le trimestre (hors Novatek), bénéficiant notamment du démarrage de la production de gaz sur le Bloc 10 en Oman, de l'acquisition d'une participation dans les champs pétroliers de SARB / Umm Lulu aux Emirats Arabes Unis, et de la montée en puissance du projet Johan Sverdrup Phase 2 en Norvège.

4. Analyse des résultats des secteurs

4.1 Integrated LNG

4.1.1 Production

Production d'hydrocarbures pour le GNL	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Integrated LNG (kbep/j)	463	503	-8%	492	-6%
Liquides (kb/j)	62	58	+6%	60	+3%
Gaz (Mpc/j)	2 179	2 420	-10%	2 349	-7%
Integrated LNG hors Novatek (kbep/j)	463	445	+4%	433	+7%

GNL (Mt)	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Ventes totales de GNL	11,0	12,7	-13%	13,3	-17%
incl. Ventes issues des quotes-parts de production*	4,0	4,4	-11%	4,4	-11%
incl. Ventes par TotalEnergies issues des quotes-parts de production et d'achats auprès de tiers	9,9	11,4	-14%	11,9	-17%

* 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 est en hausse de 7% sur un an (hors Novatek), en raison du redémarrage de Snøhvit en Norvège au cours du 2^{ème} trimestre 2022.

Les ventes totales de GNL au premier trimestre 2023 sont en baisse de 17% sur l'année, principalement en raison de la baisse des volumes spots, liée à la moindre demande de GNL en Europe du fait du climat clément durant l'hiver et des stocks élevés.

4.1.2 Résultats

En millions de dollars	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Résultat opérationnel net ajusté*	2 072	2 408	-14%	3 133	-34%
Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	786	1 213	-35%	1 404	-44%
Investissements organiques	396	195	x2	(61)	ns
Acquisitions nettes	759	19	x39,9	(20)	ns
Investissements nets	1 155	214	x5,4	(81)	ns
Marge brute d'autofinancement **	2 081	2 688	-23%	2 492	-16%
Flux de trésorerie d'exploitation ***	3 536	134	x26,4	2 219	+59%

* Le détail des éléments d'ajustement figure dans les informations par secteur d'activité des états financiers.

** Hors frais financiers sauf ceux liés aux contrats de location, hors impact des contrats comptabilisés en juste valeur du secteur.

*** Hors frais financiers sauf ceux liés aux contrats de location.

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Integrated LNG s'est établi à 2 072 M\$ au premier trimestre 2023 :

- en baisse de 10% sur le trimestre (hors Novatek), principalement en raison de la baisse des prix des hydrocarbures,
- en baisse de 25% sur un an (hors Novatek) en raison de la baisse des ventes GNL et des prix, ainsi que des résultats exceptionnels des activités de négoce au premier trimestre 2022.

La marge brute d'autofinancement du secteur Integrated LNG s'est établie à 2 081 M\$ au premier trimestre 2023 :

- en baisse de 23% sur le trimestre (hors Novatek), en raison de la baisse des prix ainsi qu'un effet retard sur le paiement des dividendes reçus des sociétés mises en équivalence,
- En baisse de 16% sur un an (hors Novatek), en raison de la baisse des prix.

Le flux de trésorerie d'exploitation est de 3 536 M\$ sur le trimestre, en raison de l'impact positif sur le besoin en fonds de roulement de la réduction des appels de marge et du recouvrement de créances clients.

4.2 Integrated Power

4.2.1 Capacités, productions, clients et ventes

Integrated Power	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Capacités brutes en portefeuille de génération électrique renouvelable (GW) ^{(1),(2)}	70,4	69,0	+2%	46,8	+50%
dont capacités installées	17,9	16,8	+7%	10,7	+68%
dont capacités en construction	6,2	6,1	+1%	6,1	+2%
dont capacités en développement	46,3	46,0	+1%	30,1	+54%
Capacités nettes en portefeuille de génération électrique renouvelable (GW) ⁽²⁾	44,4	45,5	-2%	34,4	+29%
dont capacités installées	8,4	7,7	+9%	5,4	+55%
dont capacités en construction	4,0	4,1	-2%	4,2	-3%
dont capacités en développement	32,0	33,6	-5%	24,8	+29%
Capacités brutes installées de génération électrique à gaz (GW) ⁽²⁾	5,8	5,8	-	5,8	-
Capacités nettes installées de génération électrique à gaz (GW) ⁽²⁾	4,3	4,3	-	4,5	-5%
Production nette d'électricité (TWh) ⁽³⁾	8,4	9,4	-11%	7,6	+10%
dont à partir de sources renouvelables	3,8	3,3	+16%	2,2	+72%
Clients électricité - BtB et BtC (Million) ⁽²⁾	6,0	6,1	-2%	6,1	-1%
Clients gaz - BtB et BtC (Million) ⁽²⁾	2,8	2,7	-	2,7	+1%
Ventes électricité - BtB et BtC (TWh)	15,5	14,6	+6%	16,3	-5%
Ventes gaz - BtB et BtC (TWh)	37,3	28,1	+33%	35,0	+7%

⁽¹⁾ 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.

⁽²⁾ Données à fin de période.

⁽³⁾ Solaire, éolien, hydroélectricité et centrales à gaz à cycle combiné.

La capacité brute installée de génération électrique renouvelable atteint près de 18 GW à la fin du premier trimestre 2023, en hausse de plus de 1 GW par rapport au trimestre précédent, dont 0,6 GW liés la prise d'une participation dans le portefeuille de projets renouvelables de Casa Dos Ventos au Brésil et 0,3 GW mis en service sur le projet éolien en mer de Seagreen au Royaume-Uni.

La production nette d'électricité s'établit à 8,4 TWh sur le trimestre :

- en hausse de 10% sur un an, grâce à la croissance de la production d'électricité de sources renouvelables, compensant la plus faible génération des capacités flexibles,
- en baisse de 11% sur le trimestre en raison de la plus faible génération des capacités flexibles dans un contexte de moindre demande, partiellement compensée par la croissance de la production d'électricité de sources renouvelables.

4.2.2 Résultats

En millions de dollars	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Résultat opérationnel net ajusté*	370	481	-23%	(82)	ns
Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	56	88	-36%	26	x2,2
Investissements organiques	577	455	+27%	319	+81%
Acquisitions nettes	519	(230)	ns	661	-22%
Investissements nets	1 096	225	x4,9	980	+12%
Marge brute d'autofinancement **	440	439	-	93	x4,7
Flux de trésorerie d'exploitation ***	(1 285)	861	ns	(1 904)	ns

* Le détail des éléments d'ajustement figure dans les informations par secteur d'activité des états financiers.

** Hors frais financiers sauf ceux liés aux contrats de location, hors impact des contrats comptabilisés en juste valeur du secteur et y compris les plus-values de cession de projets renouvelables.

*** Hors frais financiers sauf ceux liés aux contrats de location. Hors appels de marges, classés dans l'activité Integrated LNG depuis la mise en place en 2022 d'une gestion centralisée.

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Integrated Power s'est établi à 370 M\$ au premier trimestre 2023 :

- significativement supérieur à celui du premier trimestre 2022, grâce à la contribution des centrales électriques à gaz et la performance des activités de négoce d'électricité, compensant l'impact de la saisonnalité des activités de fourniture d'électricité,
- en baisse de 23% sur le trimestre, en raison de l'impact de la saisonnalité des activités de fourniture d'électricité.

Le flux de trésorerie d'exploitation est de -1 285 M\$ sur le trimestre, principalement en raison de l'impact négatif sur le besoin en fonds de roulement de la saisonnalité de l'activité de fourniture de gaz et d'électricité (décalage entre un coût d'approvisionnement mensuel saisonnier et un règlement des clients particuliers mensuel fixe estimé sur la base de la consommation de l'année précédente).

4.3 Exploration-Production

4.3.1 Production

Production d'hydrocarbures	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
EP (kbep/j)	2 061	2 309	-11%	2 351	-12%
Liquides (kb/j)	1 500	1 512	-1%	1 467	+2%
Gaz (Mpc/j)	3 012	4 261	-29%	4 813	-37%
EP hors Novatek (kbep/j)	2 061	2 030	+2%	2 075	-1%

4.3.2 Résultats

En millions de dollars, sauf le taux moyen d'imposition	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Résultat opérationnel net ajusté*	2 653	3 528	-25%	5 015	-47%
Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	135	316	-57%	355	-62%
Taux moyen d'imposition**	57,1%	54,4%		47,0%	
Investissements organiques	2 134	2 219	-4%	1 426	+50%
Acquisitions nettes	1 938	105	x18,5	316	x6,1
Investissements nets	4 072	2 324	+75%	1 742	x2,3
Marge brute d'autofinancement ***	4 907	4 988	-2%	7 303	-33%
Flux de trésorerie d'exploitation ***	4 536	4 035	+12%	5 768	-21%

* Le détail des éléments d'ajustement figure dans les informations par secteur d'activité des états financiers.

** 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).

*** Hors frais financiers sauf ceux liés aux contrats de location.

Le résultat opérationnel net ajusté de l'Exploration-Production s'est établi à 2 653 M\$ au premier trimestre 2023 :

- en baisse de 22% sur le trimestre (hors Novatek), en raison de la baisse des prix du pétrole et du gaz,
- en baisse de 45% sur un an (hors Novatek) pour les mêmes raisons, ainsi que la hausse de la fiscalité, en particulier au Royaume-Uni.

La marge brute d'autofinancement de l'Exploration-Production s'est établie à 4 907 M\$ au premier trimestre 2023, en baisse de 3% sur le trimestre (hors Novatek), en raison de la baisse des prix du gaz et du pétrole, le quatrième trimestre 2022 ayant été impacté par des taxes exceptionnelles, notamment au titre de la contribution de solidarité européenne.

4.4 Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)

4.4.1 Résultats

En millions de dollars	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Résultat opérationnel net ajusté*	1 898	1 821	+4%	1 392	+36%
Investissements organiques	290	1 023	-72%	292	-1%
Acquisitions nettes	(229)	(28)	ns	(34)	ns
Investissements nets	61	995	-94%	258	-76%
Marge brute d'autofinancement **	2 189	1 681	+30%	1 896	+15%
Flux de trésorerie d'exploitation **	(1 524)	939	ns	2 005	ns

* Le détail des éléments d'ajustement figure dans les informations par secteur d'activité des états financiers.

** Hors frais financiers sauf ceux liés aux contrats de location.

4.5 Raffinage-Chimie

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

Volumes raffinés et taux d'utilisation*	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Total volumes raffinés (kb/j)	1 403	1 389	+1%	1 317	+6%
France	357	312	+14%	252	+42%
Reste de l'Europe	596	580	+3%	605	-1%
Reste du monde	450	497	-10%	460	-2%
Taux d'utilisation sur bruts traités**	78%	77%		74%	

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

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

Production de produits pétrochimiques et taux d'utilisation	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Monomères* (kt)	1 295	1 095	+18%	1 404	-8%
Polymères (kt)	1 111	917	+21%	1 274	-13%
Taux d'utilisation des vapocraqueurs**	75%	66%		86%	

* 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 hausse de 6% sur un an notamment en raison du redémarrage de la raffinerie de Donges en France au deuxième trimestre 2022.

La production de produits pétrochimiques est en baisse de 8% sur un an pour les monomères et 13% pour les polymères, en raison du ralentissement de la demande mondiale.

4.5.2 Résultats

En millions de dollars	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Résultat opérationnel net ajusté*	1 618	1 487	+9%	1 120	+44%
Investissements organiques	198	585	-66%	197	+1%
Acquisitions nettes	5	(5)	<i>ns</i>	-	<i>ns</i>
Investissements nets	203	580	-65%	197	+3%
Marge brute d'autofinancement **	1 733	1 144	+51%	1 433	+21%
Flux de trésorerie d'exploitation **	(851)	232	<i>ns</i>	1 107	<i>ns</i>

* Le détail des éléments d'ajustement figure dans les informations par secteur d'activité des états financiers.

** Hors frais financiers sauf ceux liés aux contrats de location.

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Raffinage-Chimie s'établit à 1 618 M\$ au premier trimestre 2023 :

- en hausse de 9% sur le trimestre, compte tenu des marges soutenues,
- en hausse de 44% sur un an, pour les mêmes raisons, ainsi que la hausse des volumes raffinés.

La marge brute d'autofinancement est de 1 733 M\$ au premier trimestre 2023, en hausse de 51% sur le trimestre, le quatrième trimestre 2022 ayant été impacté par la contribution européenne de solidarité pour les activités de raffinage à hauteur de 0,7 G\$.

Le flux de trésorerie d'exploitation du secteur Raffinage-Chimie s'élève à -851 M\$ au premier trimestre 2023, le besoin en fonds de roulement ayant notamment été impacté par une hausse des stocks en lien avec les grèves en France au mois de mars.

4.6 Marketing & Services

4.6.1 Ventes de produits pétroliers

Ventes en kb/j*	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Total des ventes du Marketing & Services	1 360	1 450	-6%	1 452	-6%
Europe	757	816	-7%	790	-4%
Reste du monde	602	634	-5%	662	-9%

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

Au premier trimestre 2023, les ventes de produits pétroliers sont en baisse de 6% sur le trimestre et sur un an, la baisse de la demande des clients industriels en Europe liée aux prix élevés des produits pétroliers, ayant été partiellement compensée par la reprise des activités aviation.

4.6.2 Résultats

En millions de dollars	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Résultat opérationnel net ajusté*	280	334	-16%	272	+3%
Investissements organiques	92	438	-79%	95	-3%
Acquisitions nettes	(234)	(23)	ns	(34)	ns
Investissements nets	(142)	415	ns	61	ns
Marge brute d'autofinancement **	456	537	-15%	463	-2%
Flux de trésorerie d'exploitation **	(673)	707	ns	898	ns

* Le détail des éléments d'ajustement figure dans les informations par secteur d'activité des états financiers.

** Hors frais financiers sauf ceux liés aux contrats de location.

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Marketing & Services s'élève à 280 M\$ au premier trimestre 2023, en hausse de 3% sur un an, notamment grâce à la bonne performance des activités réseau.

Le flux de trésorerie d'exploitation du secteur Marketing & Services s'élève à -673 M\$ au premier trimestre 2023, le besoin en fonds de roulement ayant notamment été impacté négativement par la baisse des prix.

5. Résultats de TotalEnergies

5.1 Résultat opérationnel net ajusté des secteurs

Le résultat opérationnel net ajusté des secteurs a atteint 6 993 M\$ au premier trimestre 2023, contre 9 458 M\$ au premier trimestre 2022, principalement en raison de la baisse des prix du pétrole et du gaz.

5.2 Résultat net ajusté part TotalEnergies

Le résultat net ajusté part TotalEnergies s'est établi à 6 541 M\$ au premier trimestre 2023 contre 8 977 M\$ au premier trimestre 2022, principalement en raison de la baisse des prix du pétrole et du gaz.

Le résultat net ajusté exclut l'effet de stock après impôt, les éléments non-récurrents et les effets des variations de juste valeur⁽¹⁶⁾.

Les éléments d'ajustement du résultat net⁽¹⁷⁾ représentent un montant de - 984 M\$ au premier trimestre 2023, constitués principalement de :

- -0,4 G\$ d'effet de stock,
- -0,4 G\$ d'effets de variations de juste valeur,
- -0,2 G\$ liés aux impacts de la contribution européenne de solidarité et de la contribution sur rente inframarginale en France.

Le taux moyen d'imposition de TotalEnergies est stable à 41,4% au premier trimestre 2023 par rapport au trimestre précédent, contre 38,7% au premier trimestre 2022, principalement du fait de l'augmentation du taux d'imposition de l'Exploration-Production, liée notamment à l'Energy Profits Levy au Royaume-Uni.

5.3 Résultat net ajusté par action

Le résultat net ajusté dilué par action s'est établi à 2,61 \$ au premier trimestre 2023, calculé sur la base d'un nombre moyen pondéré dilué d'actions de 2 479 millions, contre 3,40 \$ un an plus tôt.

Au 31 mars 2023, le nombre d'actions dilué était de 2 468 millions.

Dans le cadre de sa politique de retour à l'actionnaire, TotalEnergies a procédé au premier trimestre 2023 au rachat de 32,2 millions d'actions en vue de leur annulation, pour un montant de 2 G\$.

5.4 Acquisitions - cessions

Les acquisitions ont représenté 3 256 M\$ au premier trimestre 2023, notamment au titre de :

- l'acquisition de 20% dans la concession de SARB / Umm Lulu aux Emirats Arabes Unis,
- les paiements liés à la prise de participation de 6,25% dans le projet GNL NFE au Qatar,
- la prise d'une participation de 34% dans un joint-venture avec Casa dos Ventos au Brésil.

Les cessions ont représenté 269 M\$ au premier trimestre 2023, principalement au titre de la cession de 50% de la filiale Marketing & Services en Egypte.

5.5 Cash-flow net

Le cash-flow net⁽¹⁸⁾ de TotalEnergies ressort à 3 201 M\$ au premier trimestre 2023 contre 8 723 M\$ un an auparavant, compte tenu de la baisse de 2 005 M\$ de la marge brute d'autofinancement et de l'augmentation de 3 517 M\$ des investissements nets à 6 420 M\$ ce trimestre.

Le flux de trésorerie d'exploitation de 5 133 M\$ sur le trimestre, comparé à la marge brute d'autofinancement de 9 621 M\$, est impacté par une augmentation du besoin en fonds de roulement de 4,5 G\$ principalement liée à l'effet de la baisse des prix sur les dettes fiscales et dettes fournisseurs, à la hausse des volumes de stocks de bruts et produits pétroliers, notamment en lien avec les grèves en France, ainsi qu'à la saisonnalité de l'activité de fourniture de gaz et d'électricité.

⁽¹⁶⁾ Ces éléments d'ajustement sont explicités page 25.

⁽¹⁷⁾ Le total des éléments d'ajustements du résultat net est détaillé page 19 ainsi que dans les annexes aux comptes.

⁽¹⁸⁾ Cash-flow net = marge brute d'autofinancement - investissements nets (y compris les autres opérations avec des intérêts ne conférant pas le contrôle).

5.6 Rentabilité

La rentabilité des capitaux propres s'est établie à 29,7% sur la période du 1^{er} avril 2022 au 31 mars 2023.

En millions de dollars	Période du 1er avril 2022 au 31 mars 2023	Période du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2022	Période du 1er avril 2021 au 31 mars 2022
Résultat net ajusté	34 219	36 657	24 382
Capitaux propres retraités moyens	115 233	112 831	111 794
Rentabilité des capitaux propres (ROE)	29,7%	32,5%	21,8%

La rentabilité des capitaux employés moyens s'est établie à 25,4% sur la période du 1^{er} avril 2022 au 31 mars 2023.

En millions de dollars	Période du 1er avril 2022 au 31 mars 2023	Période du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2022	Période du 1er avril 2021 au 31 mars 2022
Résultat opérationnel net ajusté	35 712	38 212	25 803
Capitaux mis en œuvre moyens au coût de remplacement	140 842	135 312	143 517
ROACE	25,4%	28,2%	18,0%

6. Comptes sociaux de TotalEnergies SE

Le résultat de TotalEnergies SE, société mère, s'établit à 2 189 millions d'euros au premier trimestre 2023, contre 1 035 millions d'euros au premier trimestre 2022.

7. Sensibilités sur l'année 2023*

	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 **	+/- 10 \$/b	+/- 2,5 G\$	+/- 3,0 G\$
Prix du gaz européen - NBP / TTF	+/- 2 \$/Mbtu	+/- 0,4 G\$	+/- 0,4 G\$
Marge sur coûts variables - raffinage Europe (MCV)	+/- 10 \$/t	+/- 0,4 G\$	+/- 0,5 G\$

* Sensibilités mises à jour une fois par an, à l'occasion de la publication des résultats du 4^{ème} trimestre de l'année précédente. Les sensibilités indiquées sont des estimations préparées sur la base de la vision actuelle de TotalEnergies de son portefeuille 2023. 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.

** Environnement Brent à 80 \$/b.

8. Perspectives

Après être passé brièvement sous les 75 \$/b mi-mars, le cours du pétrole est repassé au-dessus de 80 \$/b au mois d'avril, notamment en raison de la décision de certains pays de l'OPEP+ de baisser leurs quotas de production afin de stabiliser un marché marqué par le risque de crise financière et de récession.

Après plusieurs trimestres de marges exceptionnellement élevées sur le diesel, les marges européennes de raffinage reculent dans un contexte d'anticipation de croissance économique plus faible et de stocks de produits pétroliers élevés, alimentés par les exportations chinoises et la réorganisation plus rapide que prévue des flux russes à la suite de l'embargo européen. Dans les semaines à venir, la demande de produits pétroliers pourrait être soutenue par l'entrée dans la période estivale aux Etats-Unis pour l'essence, ainsi que la reprise du trafic aérien mondial pour le jet.

Compte-tenu de l'évolution des prix du pétrole et du gaz sur les derniers mois et de l'effet retard sur les formules de prix, TotalEnergies anticipe que son prix moyen de vente de GNL devrait se situer entre 10 \$ et 12 \$/Mbtu au deuxième trimestre 2023.

Compte-tenu des niveaux de stocks élevés au sortir de l'hiver, les prix du gaz européens et asiatiques devraient rester stables au second trimestre avant de remonter dans la seconde moitié de 2023, portés par le restockage de gaz en Europe avant l'hiver et la reprise de la demande en Chine dans un contexte de croissance limitée de la production de GNL : les marchés à terme anticipent des prix de l'ordre de 18 \$/Mbtu pour l'hiver 2023-24.

Au niveau de l'activité de TotalEnergies au second trimestre 2023, la Compagnie anticipe une production d'hydrocarbures de l'ordre de 2,5 Mbep/j, des ventes de GNL qui devraient bénéficier du redémarrage de Freeport LNG et un taux d'utilisation des raffineries en hausse à plus de 80% compte-tenu de la fin des mouvements sociaux en France.

La Compagnie confirme sa *guidance* en matière d'investissements nets entre 16 et 18 G\$ en 2023 dont 5 G\$ dans les énergies bas-carbone.

* * * *

Pour écouter en direct la présentation en anglais de Patrick Pouyanné, Président-directeur général, et de Jean-Pierre Sbraire, Directeur Financier, qui se tient ce jour à 13h30 (heure de Paris) avec les analystes financiers, vous pouvez consulter les informations fournies sur le site de la Compagnie totalenergies.com ou composer le +33 (0) 1 70 91 87 04. L'enregistrement de cette conférence sera disponible sur le site de la Compagnie totalenergies.com à l'issue de l'événement.

* * * *

Contacts TotalEnergies

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

9. Principales données opérationnelles des secteurs

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

Production combinée liquides/gaz par zone géographique (kbep/j)	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Europe	583	918	-37%	959	-39%
Afrique	494	477	+4%	498	-1%
Moyen-Orient et Afrique du Nord	718	703	+2%	670	+7%
Amériques	441	442	-	386	+14%
Asie Pacifique	288	272	+6%	330	-13%
Production totale	2 524	2 812	-10%	2 843	-11%
dont filiales mises en équivalence	344	670	-49%	715	-52%

Production de liquides par zone géographique (kb/j)	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Europe	235	282	-17%	298	-21%
Afrique	371	358	+4%	371	-
Moyen-Orient et Afrique du Nord	578	565	+2%	538	+7%
Amériques	263	259	+2%	201	+31%
Asie Pacifique	116	106	+9%	119	-3%
Production totale	1 562	1 570	-	1 527	+2%
dont filiales mises en équivalence	150	199	-24%	210	-29%

Production de gaz par zone géographique (Mpc/j)	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Europe	1 879	3 412	-45%	3 557	-47%
Afrique	615	592	+4%	643	-4%
Moyen-Orient et Afrique du Nord	772	745	+4%	727	+6%
Amériques	994	1 030	-3%	1 041	-5%
Asie Pacifique	931	902	+3%	1 194	-22%
Production totale	5 191	6 681	-22%	7 162	-28%
dont filiales mises en équivalence	1 054	2 535	-58%	2 714	-61%

9.2 Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)

Ventes de produits raffinés par zone géographique (kb/j)	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Europe	1 736	1 665	+4%	1 635	+6%
Afrique	667	743	-10%	761	-12%
Amériques	849	740	+15%	775	+9%
Reste du monde	623	558	+12%	531	+17%
Total des ventes	3 875	3 706	+5%	3 701	+5%
dont ventes massives raffinage	387	388	-	409	-5%
dont négoce international	2 127	1 868	+14%	1 840	+16%

Production de produits pétrochimiques* (kt)	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Europe	1 047	835	+25%	1 260	-17%
Amériques	607	477	+27%	638	-5%
Moyen-Orient et Asie	753	700	+7%	781	-4%

* Oléfines, Polymères.

9.3 Renouvelables

Capacités brutes installées de génération électrique renouvelable (GW) ^{(1),(2)}	1T23					4T22				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	0,8	0,6	0,0	0,2	1,5	0,8	0,6	0,0	0,1	1,5
Reste de l'Europe	0,2	1,1	0,5	0,0	1,8	0,2	1,1	0,3	0,0	1,6
Afrique	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Moyen Orient	1,2	0,0	0,0	0,0	1,2	1,2	0,0	0,0	0,0	1,2
Amérique du Nord	3,0	2,1	0,0	0,1	5,1	2,9	2,1	0,0	0,1	5,1
Amérique du Sud	0,4	0,9	0,0	0,0	1,3	0,4	0,3	0,0	0,0	0,7
Inde	5,0	0,4	0,0	0,0	5,4	4,9	0,4	0,0	0,0	5,3
Asie Pacifique	1,3	0,0	0,1	0,0	1,5	1,2	0,0	0,1	0,0	1,4
Total	12,0	5,0	0,7	0,3	17,9	11,7	4,5	0,4	0,2	16,8

Capacités brutes en construction de génération électrique renouvelable (GW) ^{(1),(2)}	1T23					4T22				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	0,2	0,1	0,0	0,0	0,4	0,2	0,1	0,0	0,1	0,4
Reste de l'Europe	0,1	0,0	0,6	0,0	0,7	0,1	0,0	0,9	0,0	1,0
Afrique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Moyen Orient	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Amérique du Nord	2,7	0,1	0,0	0,5	3,4	2,6	0,0	0,0	0,5	3,1
Amérique du Sud	0,1	0,6	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Inde	0,4	0,1	0,0	0,0	0,5	0,8	0,2	0,0	0,0	1,0
Asie Pacifique	0,0	0,0	0,5	0,0	0,6	0,1	0,0	0,5	0,0	0,6
Total	3,6	0,9	1,2	0,5	6,2	3,8	0,3	1,4	0,6	6,1

Capacités brutes en développement de génération électrique renouvelable (GW) ^{(1),(2)}	1T23					4T22				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	0,9	0,2	0,0	0,0	1,2	1,6	0,4	0,0	0,0	2,0
Reste de l'Europe	3,6	0,4	4,4	0,1	8,4	3,8	0,4	4,4	0,1	8,6
Afrique	0,7	0,3	0,0	0,1	1,1	0,6	0,1	0,0	0,1	0,9
Moyen Orient	0,5	0,0	0,0	0,0	0,5	0,6	0,0	0,0	0,0	0,6
Amérique du Nord	10,7	2,8	4,1	4,5	22,1	10,8	3,4	4,1	4,1	22,4
Amérique du Sud	1,3	0,5	0,0	0,0	1,8	0,8	1,1	0,0	0,2	2,0
Inde	4,6	0,2	0,0	0,0	4,8	4,4	0,1	0,0	0,0	4,5
Asie Pacifique	2,4	0,4	2,9	0,7	6,4	2,2	0,1	2,3	0,4	5,0
Total	24,7	4,8	11,4	5,4	46,3	24,8	5,5	10,8	4,9	46,0

(1) Dont 20% des capacités brutes de Adani Green Energy Ltd, 50% des capacités brutes de Clearway Energy Group, ainsi que, à compter du T123, 49% des capacités brutes de Casa dos Ventos.

(2) Données à fin de période.

10. Éléments d'ajustement du résultat net part TotalEnergies

En millions de dollars	1T23	4T22	1T22
Eléments non-récurrents du résultat net (part TotalEnergies)	(159)	(5 585)	(4 993)
Plus ou moins value de cession	203	-	-
Charges de restructuration	-	(14)	(3)
Dépréciations et provisions exceptionnelles	(60)	(3 845)	(5 061)
Autres éléments	(302)	(1 726)	71
Effet de stock : écart FIFO / coût de remplacement, net d'impôt	(391)	(705)	1 040
Effet des variations de juste valeur	(434)	1 993	(80)
Total des éléments d'ajustement du résultat net	(984)	(4 297)	(4 033)

11. Réconciliation de l'EBITDA ajusté avec les états financiers consolidés

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

En millions de dollars	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Résultat net part TotalEnergies	5 557	3 264	+70%	4 944	+12%
Moins: éléments d'ajustement du résultat net part TotalEnergies	984	4 297	-77%	4 033	-76%
Résultat net ajusté part TotalEnergies	6 541	7 561	-13%	8 977	-27%
<i>Éléments ajustés</i>					
Plus: intérêts ne conférant pas le contrôle	74	210	-65%	76	-3%
Plus: charge / (produit) d'impôt	4 090	4 530	-10%	4 724	-13%
Plus: amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	3 026	3 204	-6%	3 148	-4%
Plus: amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	99	111	-11%	96	+3%
Plus: coût de l'endettement financier brut	710	719	-1%	462	+54%
Moins: produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	(373)	(338)	ns	(59)	ns
EBITDA Ajusté	14 167	15 997	-11%	17 424	-19%

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

En millions de dollars	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
<i>Éléments ajustés</i>					
Produits des ventes	58 309	63 884	-9%	63 938	-9%
Achats, nets de variation de stocks	(37 479)	(42 755)	ns	(40 762)	ns
Autres charges d'exploitation	(7 752)	(7 027)	ns	(7 409)	ns
Charges d'exploration	(94)	(250)	ns	(136)	ns
Autres produits	77	636	-88%	121	-36%
Autres charges hors amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	(38)	(480)	ns	(173)	ns
Autres produits financiers	248	266	-7%	119	x2,1
Autres charges financières	(183)	(150)	ns	(135)	ns
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	1 079	1 873	-42%	1 861	-42%
EBITDA Ajusté	14 167	15 997	-11%	17 424	-19%
<i>Éléments ajustés</i>					
Moins: amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(3 026)	(3 204)	ns	(3 148)	ns
Moins: amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	(99)	(111)	ns	(96)	ns
Moins: coût de l'endettement financier brut	(710)	(719)	ns	(462)	ns
Plus: produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	373	338	+10%	59	x6,3
Moins: produit (charge) d'impôt	(4 090)	(4 530)	ns	(4 724)	ns
Moins: intérêts ne conférant pas le contrôle	(74)	(210)	ns	(76)	ns
Plus: éléments d'ajustements part TotalEnergies	(984)	(4 297)	ns	(4 033)	ns
Résultat net part TotalEnergies	5 557	3 264	+70%	4 944	+12%

12. Investissements – Désinvestissements

En millions de dollars	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Investissements organiques (a)	3 433	3 935	-13%	1 981	+73%
dont exploration capitalisée	205	287	-29%	114	+80%
dont augmentation des prêts non courants	374	210	+78%	234	+60%
dont remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(229)	(259)	ns	(435)	ns
dont variation de dette de projets renouvelables quote-part TotalEnergies	-	(124)	-100%	-	ns
Acquisitions (b)	3 256	292	x11,2	1 400	x2,3
Cessions (c)	269	425	-37%	478	-44%
dont variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	(3)	109	ns	(2)	ns
Acquisitions nettes	2 987	(133)	ns	922	x3,2
Investissements nets (a + b - c)	6 420	3 802	+69%	2 903	x2,2
Autres opérations avec des intérêts ne conférant pas le contrôle (d)	-	50	-100%	-	ns
Remboursement organique de prêts SME (e)	6	(335)	ns	(487)	ns
Variation de dettes de projets renouvelables (f) *	(3)	233	ns	(2)	ns
Capex liés aux contrats de location capitalisés (g)	60	61	-2%	36	+67%
Dépenses liées aux crédits carbone (h)	1	8	-88%	-	ns
Flux de trésorerie d'investissement (a + b - c + d + e + f - g - h)	6 362	3 681	+73%	2 378	x2,7

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

13. Cash-flow

En millions de dollars	1T23	4T22	1T23 vs 4T22	1T22	1T23 vs 1T22
Marge brute d'autofinancement hors frais financiers (DACF)	9 774	9 361	+4%	11 995	-19%
Frais financiers	(153)	(226)	ns	(369)	ns
Marge brute d'autofinancement (a) *	9 621	9 135	+5%	11 626	-17%
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement **	(3 989)	(2 247)	ns	(4 775)	ns
Effet de stock	(502)	(895)	ns	1 255	ns
Plus-value de cession de projets renouvelables	(3)	(40)	ns	(2)	ns
Remboursement organique de prêts SME	6	(335)	ns	(487)	ns
Flux de trésorerie d'exploitation	5 133	5 618	-9%	7 617	-33%
Investissements organiques (b)	3 433	3 935	-13%	1 981	+73%
Cash flow après investissements organiques, hors acquisitions cessions (a - b)	6 188	5 200	+19%	9 645	-36%
Investissements nets (c)	6 420	3 802	+69%	2 903	x2,2
Cash flow net (a - c)	3 201	5 333	-40%	8 723	-63%

* 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 comptabilisés en juste valeur des secteurs Integrated LNG et Integrated Power, et y compris les plus-values de cession de projets renouvelables. Les chiffres historiques ont été retraités pour annuler l'impact des contrats comptabilisés en juste valeur des secteurs Integrated LNG et Integrated Power.

** 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.

14. Ratio d'endettement

En millions de dollars	31/03/2023	31/12/2022	31/03/2022
Dettes financières courantes ⁽¹⁾	16 280	14 065	16 759
Autres passifs financiers courants	597	488	502
Actifs financiers courants ^{(1),(2)}	(7 223)	(8 556)	(7 231)
Actifs et passifs financiers destinés à être cédés ou échangés	(38)	(38)	(38)
Dettes financières non courantes ⁽¹⁾	34 820	36 987	38 924
Actifs financiers non courants ⁽¹⁾	(1 101)	(1 303)	(587)
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(27 985)	(33 026)	(31 276)
Dettes nettes (a)	15 350	8 617	17 053
Capitaux propres – part TotalEnergies	115 581	111 724	116 480
Intérêts minoritaires (ne conférant pas le contrôle)	2 863	2 846	3 375
Capitaux propres (b)	118 444	114 570	119 855
Ratio d'endettement = a / (a + b)	11,5%	7,0%	12,5%
<i>Dettes nettes de location (c)</i>	<i>8 131</i>	<i>8 096</i>	<i>8 028</i>
<i>Ratio d'endettement y compris dette nette de location (a+c)/(a+b+c)</i>	<i>16,5%</i>	<i>12,7%</i>	<i>17,3%</i>

⁽¹⁾ Hors créances et dettes de location.

⁽²⁾ Y compris appels de marges initiales (*initial margins*) versés dans le cadre des activités de la Compagnie sur les marchés organisés.

15. Rentabilité des capitaux employés moyens

Période du 1^{er} avril 2022 au 31 mars 2023

En millions de dollars	Integrated LNG	Integrated Power	Exploration-Production	Raffinage-Chimie	Marketing & Services	Compagnie
Résultat opérationnel net ajusté	10 108	1 427	15 117	7 800	1 558	35 712
Capitaux mis en œuvre au 31/03/2022*	44 803	9 937	71 518	8 847	7 751	141 853
Capitaux mis en œuvre au 31/03/2023*	34 183	18 982	67 658	10 115	8 811	139 830
ROACE	25,6%	9,9%	21,7%	82,3%	18,8%	25,4%

Période du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022

En millions de dollars	Integrated LNG	Integrated Power	Exploration-Production	Raffinage-Chimie	Marketing & Services	Compagnie
Résultat opérationnel net ajusté	11 169	975	17 479	7 302	1 550	38 212
Capitaux mise en œuvre au 31/12/2021*	46 654	9 324	71 675	8 069	8 783	141 813
Capitaux mise en œuvre au 31/12/2022*	33 671	16 225	65 784	7 438	7 593	128 811
ROACE	27,8%	7,6%	25,4%	94,2%	18,9%	28,2%

* Au coût de remplacement (retraités de l'effet de stock après impôts).

16. Retraitement des chiffres clés des exercices 2021 et 2022 pour les secteurs Integrated LNG et Integrated Power

16.1 Integrated LNG

16.1.1 Données opérationnelles

Production d'hydrocarbures pour le GNL	2021	2022	1T22	2T22	3T22	4T22
Integrated LNG	529	469	492	462	418	503
Liquides (kb/j)	63	53	60	53	40	58
Gaz (Mpc/j)	2 541	2 267	2 349	2 233	2 067	2 420

GNL (Mt)	2021	2022	1T22	2T22	3T22	4T22
Ventes totales de GNL	42,0	48,1	13,3	11,7	10,4	12,7
incl. Ventes issues des quotes-parts de production*	17,4	17,0	4,4	4,1	4,0	4,4
incl. Ventes par TotalEnergies issues des quotes-parts de production et d'achats auprès de tiers	35,1	42,8	11,9	10,2	9,2	11,4

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

16.1.2 Chiffres clés retraités

En millions de dollars	2021	2022	1T22	2T22	3T22	4T22
Résultat opérationnel net ajusté	5 591	11 169	3 133	2 215	3 413	2 408
Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	2 659	5 637	1 404	1 192	1 828	1 213
Investissements organiques	2 061	519	(61)	171	213	195
Acquisitions nettes	(910)	(47)	(20)	(36)	(10)	19
Investissements nets	1 151	472	(81)	135	203	214
Marge brute d'autofinancement *	5 404	9 784	2 492	2 112	2 492	2 688
Flux de trésorerie d'exploitation **	(2 765)	9 604	2 219	3 802	3 449	134
Capitaux mis en œuvre à fin de période	46 654	33 671	44 803	41 606	37 742	33 671

Incluant la gestion des positions bilancielle (dont les appels de marge) liée à l'accès centralisé aux marchés pour les activités GNL, gaz et électricité depuis 2022.

Les variations de juste valeur des positions gaz et GNL sont affectées au résultat opérationnel du secteur Integrated LNG.

Les variations de juste valeur des positions électricité sont affectées au résultat opérationnel du secteur Integrated Power.

* Hors frais financiers sauf ceux liés aux contrats de location, hors impact des contrats comptabilisés en juste valeur du secteur.

** Hors frais financiers sauf ceux liés aux contrats de location.

16.2 Integrated Power

16.2.1 Données opérationnelles

Integrated Power	2021	2022	1T22	2T22	3T22	4T22
Capacités brutes en portefeuille de génération électrique renouvelable (GW) ^{(1),(2),(3)}	43,0	69,0	46,8	50,7	67,8	69,0
dont capacités installées	10,3	16,8	10,7	11,6	16,0	16,8
dont capacités en construction	6,5	6,1	6,1	5,2	5,4	6,1
dont capacités en développement	26,2	46,0	30,1	33,9	46,4	46,0
Capacités nettes en portefeuille de génération électrique renouvelable (GW) ⁽³⁾	31,7	45,5	34,4	38,4	45,2	45,5
dont capacités installées	5,1	7,7	5,4	5,8	7,4	7,7
dont capacités en construction	4,6	4,1	4,2	3,7	3,5	4,1
dont capacités en développement	22,0	33,6	24,8	28,9	34,2	33,6
Capacités brutes installées de génération électrique à gaz (GW) ⁽³⁾	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
Capacités nettes installées de génération électrique à gaz (GW) ⁽³⁾	4,5	4,3	4,5	4,3	4,3	4,3
Production nette d'électricité (TWh) ⁽⁴⁾	21,2	33,2	7,6	7,7	8,5	9,4
dont à partir de sources renouvelables	6,8	10,4	2,2	2,5	2,4	3,3
Clients électricité - BtB et BtC (Million) ⁽³⁾	6,1	6,1	6,1	6,2	6,3	6,1
Clients gaz - BtB et BtC (Million) ⁽³⁾	2,7	2,7	2,7	2,7	2,8	2,7
Ventes électricité - BtB et BtC (TWh)	56,6	55,3	16,3	12,3	12,1	14,6
Ventes gaz - BtB et BtC (TWh)	101,2	96,3	35,0	19,1	14,2	28,1

(1) Dont 20% des capacités brutes de Adani Green Energy Ltd à partir du premier trimestre 2021.

(2) Dont 50% des capacités brutes de Clearway Energy Group à partir du troisième trimestre 2022.

(3) Données à fin de période.

(4) Solaire, éolien, hydroélectricité et centrales à gaz à cycle combiné.

16.2.2 Chiffres clés retraités

En millions de dollars	2021	2022	1T22	2T22	3T22	4T22
Résultat opérationnel net ajusté	652	975	(82)	340	236	481
Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	37	201	26	27	60	88
Investissements organiques	1 280	1 385	319	170	440	455
Acquisitions nettes	2 075	2 136	661	(22)	1 728	(230)
Investissements nets	3 355	3 521	980	148	2 168	225
Marge brute d'autofinancement *	720	970	93	248	191	439
Flux de trésorerie d'exploitation **	3 592	66	(1 904)	168	941	861
Capitaux mis en œuvre à fin de période	9 324	16 225	9 937	12 568	17 181	16 225

Excluant la gestion des positions bilancielle (dont les appels de marge) liée à l'accès centralisé aux marchés pour les activités GNL, gaz et électricité depuis 2022.

Les variations de juste valeur des positions gaz et GNL sont affectées au résultat opérationnel du secteur Integrated LNG.

Les variations de juste valeur des positions électricité sont affectées au résultat opérationnel du secteur Integrated Power.

* Hors frais financiers sauf ceux liés aux contrats de location, hors impact des contrats comptabilisés en juste valeur du secteur et y compris les plus-values de cession de projets renouvelables.

** Hors frais financiers sauf ceux liés aux contrats de location.

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 premier trimestre 2023, issus des comptes consolidés de TotalEnergies SE au 31 mars 2023 (non audités). Les procédures d'examen limité par les Commissaires aux Comptes sont en cours. L'annexe aux comptes consolidés (non audité) est disponible sur le site totalenergies.com.

Ce document peut contenir des déclarations prospectives (*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 industrielle 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

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 TotalEnergies.

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 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 certaines transactions, à des différences entre la mesure interne de la performance utilisée par la Direction générale 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 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 souscrit 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. 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.

Premier trimestre 2023 : principaux indicateurs

Paris, 18 avril 2023 – Les principaux indicateurs, données financières estimées et éléments affectant les agrégats du premier trimestre de 2023 de TotalEnergies sont indiqués ci-dessous :

Principaux indicateurs

		1T23	4T22	3T22	2T22	1T22
€/€		1,07	1,02	1,01	1,06	1,12
Brent	(\$/b)	81,2	88,8	100,8	113,9	102,2
Prix moyen de vente liquides * (1)	(\$/b)	73,4	80,6	93,6	102,9	90,1
Prix moyen de vente gaz * (1)	(\$/Mbtu)	8,89	12,74	16,83	11,01	12,27
Prix moyen de vente GNL ** (1)	(\$/Mbtu)	13,27	14,83	21,51	13,96	13,60
Marge sur coûts variables, raffinage Europe ***	(\$/t)	87,8	73,6	99,2	145,7	46,3

* Ventes en \$ / Ventes en volume pour les filiales consolidées.

** Ventes en \$ / Ventes en volume pour les filiales consolidées et sociétés mises en équivalence.

*** 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).

(1) Ne prend pas en compte les activités de négoce de pétrole, de gaz et de GNL, respectivement.

Principaux éléments affectant les agrégats du trimestre

- La production d'hydrocarbures est anticipée à plus de 2,5 Mbep/j, en hausse de près de 50 kbep/j par rapport au trimestre précédent*, bénéficiant notamment du démarrage de la production de gaz sur le Bloc 10 en Oman et de l'acquisition d'une participation dans les champs pétroliers de SARB / Umm Lulu aux Emirats Arabes Unis.
- Outre l'effet de la déconsolidation de Novatek à compter du 1/1/2023, les résultats du secteur Integrated LNG, tout en restant très significatifs, seront impactés par la moindre demande de GNL en Europe compte tenu du climat clément durant l'hiver et des stocks élevés.
- Les résultats du Raffinage-Chimie sont attendus en hausse compte tenu des marges de raffinage soutenues au cours du trimestre.

Pour rappel, TotalEnergies publiera le 27 avril les résultats des segments Integrated LNG et Integrated Power séparément et fournira à cette occasion le retraitement des comptes annuels 2021 et des comptes trimestriels 2022.

Sensibilités 2023*

	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 **	+/- 10 \$/b	+/- 2,5 G\$	+/- 3,0 G\$
Prix du gaz européen - NBP / TTF	+/- 2 \$/Mbtu	+/- 0,4 G\$	+/- 0,4 G\$
Marge sur coûts variables - raffinage Europe (MCV)	+/- 10 \$/t	+/- 0,4 G\$	+/- 0,5 G\$

* Sensibilités mises à jour une fois par an, à l'occasion de la publication des résultats du 4^{ème} trimestre de l'année précédente. Les sensibilités indiquées sont des estimations préparées sur la base de la vision actuelle de TotalEnergies de son portefeuille 2023. Les

* Retraitée de la production liée à la participation de TotalEnergies dans Novatek.

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.

** Environnement Brent à 80 \$/b.

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.

Les données dans ce document sont issues du reporting préliminaire interne de TotalEnergies et ne sont pas auditées. Ces données ne sont pas destinées à être un résumé complet de tous les éléments qui affecteront les résultats de TotalEnergies SE ou à fournir une estimation des résultats du premier trimestre 2023. Les résultats réels peuvent varier. Dans les limites autorisées par la loi, TotalEnergies SE décline toute responsabilité quant à l'utilisation de ces données.

Ce document peut contenir des déclarations prospectives (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 industrielle 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 inexacts 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 (i.e., les éléments non récurrents, effet de stock, effet des variations de juste valeur) : résultat opérationnel net ajusté, résultat net ajusté. 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. Dans ce cadre, les résultats ajustés (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. Pour plus de détails sur les éléments d'ajustement, se référer aux derniers résultats financiers publiés et à l'annexe aux comptes consolidés.

Comptes TotalEnergies

Comptes consolidés du premier trimestre 2023, normes IFRS

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars) ^(a)	1 ^{er} trimestre 2023	4 ^{ème} trimestre 2022	1 ^{er} trimestre 2022
Chiffre d'affaires	62 603	68 582	68 606
Droits d'accises	(4 370)	(4 629)	(4 656)
Produits des ventes	58 233	63 953	63 950
Achats, nets de variation de stocks	(38 351)	(41 555)	(39 648)
Autres charges d'exploitation	(7 785)	(7 354)	(7 623)
Charges d'exploration	(92)	(250)	(861)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(3 062)	(2 505)	(3 679)
Autres produits	341	584	143
Autres charges	(300)	(2 828)	(2 290)
Coût de l'endettement financier brut	(710)	(719)	(462)
Produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	393	357	214
Coût de l'endettement financier net	(317)	(362)	(248)
Autres produits financiers	258	266	203
Autres charges financières	(183)	(150)	(135)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	960	(281)	43
Produit (Charge) d'impôt	(4 071)	(6 077)	(4 804)
Résultat net de l'ensemble consolidé	5 631	3 441	5 051
Part TotalEnergies	5 557	3 264	4 944
Intérêts ne conférant pas le contrôle	74	177	107
Résultat net par action (en \$)	2,23	1,27	1,87
Résultat net dilué par action (en \$)	2,21	1,26	1,85

(a) Excepté pour les résultats nets par action.

RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)	1 ^{er} trimestre 2023	4 ^{ème} trimestre 2022	1 ^{er} trimestre 2022
Résultat net de l'ensemble consolidé	5 631	3 441	5 051
Autres éléments du résultat global			
Pertes et gains actuariels	3	387	-
Variation de juste valeur des placements en instruments de capitaux propres	4	(2)	3
Effet d'impôt	(8)	(56)	11
Écart de conversion de consolidation de la société-mère	1 466	6 800	(1 750)
Sous-total des éléments ne pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	1 465	7 129	(1 736)
Écart de conversion de consolidation	(1 250)	(3 672)	1 012
Couverture de flux futurs	1 202	(9 669)	(263)
Variation du basis spread des opérations en monnaie étrangère	(3)	(14)	49
Quote-part du résultat global des sociétés mises en équivalence, net d'impôt	(98)	842	(84)
Autres éléments	3	3	-
Effet d'impôt	(336)	2 932	53
Sous-total des éléments pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	(482)	(9 578)	767
Total autres éléments du résultat global (après impôt)	983	(2 449)	(969)
Résultat global	6 614	992	4 082
<i>Part TotalEnergies</i>	6 550	792	3 953
<i>Intérêts ne conférant pas le contrôle</i>	64	200	129

BILAN CONSOLIDÉ

TotalEnergies

	31 mars 2023	31 décembre 2022	31 mars 2022
(en millions de dollars)	(non audité)		(non audité)
ACTIF			
Actifs non courants			
Immobilisations incorporelles	33 234	31 931	32 504
Immobilisations corporelles	107 499	107 101	104 450
Sociétés mises en équivalence : titres et prêts	29 997	27 889	29 334
Autres titres	1 209	1 051	1 490
Actifs financiers non courants	2 357	2 731	1 490
Impôts différés	4 772	5 049	5 299
Autres actifs non courants	2 709	2 388	3 033
Total actifs non courants	181 777	178 140	177 600
Actifs courants			
Stocks	22 786	22 936	24 456
Clients et comptes rattachés	24 128	24 378	32 000
Autres créances	28 153	36 070	50 976
Actifs financiers courants	7 535	8 746	7 415
Trésorerie et équivalents de trésorerie	27 985	33 026	31 276
Actifs destinés à être cédés ou échangés	668	568	856
Total actifs courants	111 255	125 724	146 979
Total actif	293 032	303 864	324 579
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES			
Capitaux propres			
Capital	7 828	8 163	8 137
Primes et réserves consolidées	123 357	123 951	123 008
Écarts de conversion	(12 784)	(12 836)	(13 643)
Actions autodétenues	(2 820)	(7 554)	(1 022)
Total des capitaux propres - Part TotalEnergies	115 581	111 724	116 480
Intérêts ne conférant pas le contrôle	2 863	2 846	3 375
Total des capitaux propres	118 444	114 570	119 855
Passifs non courants			
Impôts différés	11 300	11 021	11 281
Engagements envers le personnel	1 840	1 829	2 610
Provisions et autres passifs non courants	21 270	21 402	21 649
Dettes financières non courantes	42 915	45 264	46 546
Total passifs non courants	77 325	79 516	82 086
Passifs courants			
Fournisseurs et comptes rattachés	36 037	41 346	46 869
Autres créditeurs et dettes diverses	42 578	52 275	56 972
Dettes financières courantes	17 884	15 502	18 252
Autres passifs financiers courants	597	488	502
Passifs relatifs aux actifs destinés à être cédés ou échangés	167	167	43
Total passifs courants	97 263	109 778	122 638
Total passif et capitaux propres	293 032	303 864	324 579

TABEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉ

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)	1 ^{er} trimestre 2023	4 ^{ème} trimestre 2022	1 ^{er} trimestre 2022
FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION			
Résultat net de l'ensemble consolidé	5 631	3 441	5 051
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	3 187	2 749	4 578
Provisions et impôts différés	314	(75)	2 538
(Plus) Moins-value sur cessions d'actifs	(252)	2 192	(13)
Dividendes moins quote-part des résultats des sociétés mises en équivalence	(349)	1 506	262
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement	(3 419)	(3 791)	(4 923)
Autres, nets	21	(404)	124
Flux de trésorerie d'exploitation	5 133	5 618	7 617
FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT			
Investissements corporels et incorporels	(4 968)	(4 097)	(3 457)
Coût d'acquisition de sociétés consolidées, net de la trésorerie acquise	(136)	(4)	-
Coût d'acquisition de titres	(1 407)	(260)	(89)
Augmentation des prêts non courants	(389)	(211)	(241)
Investissements	(6 900)	(4 572)	(3 787)
Produits de cession d'actifs corporels et incorporels	68	113	177
Produits de cession de titres consolidés, net de la trésorerie cédée	183	160	88
Produits de cession d'autres titres	49	23	215
Remboursement de prêts non courants	238	595	929
Désinvestissements	538	891	1 409
Flux de trésorerie d'investissement	(6 362)	(3 681)	(2 378)
FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT			
Variation de capital :			
- actionnaires de la société mère	-	-	-
- actions propres	(2 103)	(2 551)	(1 176)
Dividendes payés :			
- aux actionnaires de la société mère	(1 844)	(4 356)	(1 928)
- aux intérêts ne conférant pas le contrôle	(21)	(12)	(22)
Émission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	1 958
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(158)	(51)	(136)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	(86)	(82)	5
Émission nette d'emprunts non courants	118	425	34
Variation des dettes financières courantes	(1 274)	(3 500)	657
Variation des actifs et passifs financiers courants	1 394	3 554	5 594
Flux de trésorerie de financement	(3 974)	(6 573)	4 986
Augmentation (diminution) de la trésorerie	(5 203)	(4 636)	10 225
Incidence des variations de change	162	1 721	(291)
Trésorerie en début de période	33 026	35 941	21 342
Trésorerie en fin de période	27 985	33 026	31 276

VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

TotalEnergies

(non audité)

(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			
Au 1er janvier 2022	2 640 429 329	8 224	117 849	(12 671)	(33 841 104)	(1 666)	111 736	3 263	114 999
Résultat net du premier trimestre 2022	-	-	4 944	-	-	-	4 944	107	5 051
Autres éléments du résultat global	-	-	(19)	(972)	-	-	(991)	22	(969)
Résultat Global	-	-	4 925	(972)	-	-	3 953	129	4 082
Dividendes	-	-	-	-	-	-	-	(22)	(22)
Émissions d'actions	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rachats d'actions	-	-	-	-	(22 378 128)	(1 176)	(1 176)	-	(1 176)
Cessions d'actions ^(a)	-	-	(315)	-	6 168 047	315	-	-	-
Paiements en actions	-	-	92	-	-	-	92	-	92
Annulation d'actions	(30 665 526)	(87)	(1 418)	-	30 665 526	1 505	-	-	-
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	1 958	-	-	-	1 958	-	1 958
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	(96)	-	-	-	(96)	-	(96)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	-	-	(1)	-	-	-	(1)	6	5
Autres éléments	-	-	14	-	-	-	14	(1)	13
Au 31 mars 2022	2 609 763 803	8 137	123 008	(13 643)	(19 385 659)	(1 022)	116 480	3 375	119 855
Résultat net du 1er avril au 31 décembre 2022	-	-	15 582	-	-	-	15 582	411	15 993
Autres éléments du résultat global	-	-	(2 914)	798	-	-	(2 116)	(24)	(2 140)
Résultat Global	-	-	12 668	798	-	-	13 466	387	13 853
Dividendes	-	-	(9 989)	-	-	-	(9 989)	(514)	(10 503)
Émissions d'actions	9 367 482	26	344	-	-	-	370	-	370
Rachats d'actions	-	-	-	-	(117 829 615)	(6 535)	(6 535)	-	(6 535)
Cessions d'actions ^(a)	-	-	(3)	-	27 607	3	-	-	-
Paiements en actions	-	-	137	-	-	-	137	-	137
Annulation d'actions	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	(2 002)	-	-	-	(2 002)	-	(2 002)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	(235)	-	-	-	(235)	-	(235)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	-	-	46	9	-	-	55	31	86
Autres éléments	-	-	(23)	-	-	-	(23)	(433)	(456)
Au 31 décembre 2022	2 619 131 285	8 163	123 951	(12 836)	(137 187 667)	(7 554)	111 724	2 846	114 570
Résultat net du premier trimestre 2023	-	-	5 557	-	-	-	5 557	74	5 631
Autres éléments du résultat global	-	-	913	80	-	-	993	(10)	983
Résultat Global	-	-	6 470	80	-	-	6 550	64	6 614
Dividendes	-	-	-	-	-	-	-	(21)	(21)
Émissions d'actions	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rachats d'actions	-	-	-	-	(33 842 858)	(2 703)	(2 703)	-	(2 703)
Cessions d'actions ^(a)	-	-	(395)	-	6 446 384	395	-	-	-
Paiements en actions	-	-	54	-	-	-	54	-	54
Annulation d'actions	(128 869 261)	(335)	(6 707)	-	128 869 261	7 042	-	-	-
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	(77)	-	-	-	(77)	-	(77)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	-	-	39	(28)	-	-	11	(25)	(14)
Autres éléments	-	-	22	-	-	-	22	(1)	21
Au 31 mars 2023	2 490 262 024	7 828	123 357	(12 784)	(35 714 880)	(2 820)	115 581	2 863	118 444

^(a) Actions propres destinées à la couverture des plans d'actions de performance.

INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

TotalEnergies

(non audité)

1 ^{er} trimestre 2023	Integrated LNG	Integrated Power	Exploration - Production	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
(en millions de dollars)								
Chiffre d'affaires externe	4 872	8 555	1 954	24 855	22 359	8	-	62 603
Chiffre d'affaires intersecteurs	5 999	1 685	10 728	9 061	120	57	(27 650)	-
Droits d'accises	-	-	-	(184)	(4 186)	-	-	(4 370)
Produits des ventes	10 871	10 240	12 682	33 732	18 293	65	(27 650)	58 233
Charges d'exploitation	(9 445)	(9 831)	(4 762)	(31 892)	(17 787)	(161)	27 650	(46 228)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(288)	(47)	(2 066)	(414)	(224)	(23)	-	(3 062)
Résultat opérationnel	1 138	362	5 854	1 426	282	(119)	-	8 943
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	804	(70)	68	52	243	(21)	-	1 076
Impôts du résultat opérationnel net	(205)	(111)	(3 398)	(325)	(119)	63	-	(4 095)
Résultat opérationnel net	1 737	181	2 524	1 153	406	(77)	-	5 924
Coût net de la dette nette								(293)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(74)
Résultat net - part TotalEnergies								5 557

1 ^{er} trimestre 2023 (éléments d'ajustements) ^(a)	Integrated LNG	Integrated Power	Exploration - Production	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
(en millions de dollars)								
Chiffre d'affaires externe	(76)	-	-	-	-	-	-	(76)
Chiffre d'affaires intersecteurs	-	-	-	-	-	-	-	-
Droits d'accises	-	-	-	-	-	-	-	-
Produits des ventes	(76)	-	-	-	-	-	-	(76)
Charges d'exploitation	(300)	(70)	(8)	(424)	(101)	-	-	(903)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	-	-	-	(36)	-	-	-	(36)
Résultat opérationnel^(b)	(376)	(70)	(8)	(460)	(101)	-	-	(1 015)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	(4)	(111)	(73)	(37)	217	-	-	(8)
Impôts du résultat opérationnel net	45	(8)	(48)	32	10	-	-	31
Résultat opérationnel net^(b)	(335)	(189)	(129)	(465)	126	-	-	(992)
Coût net de la dette nette								8
Intérêts ne conférant pas le contrôle								-
Résultat net - part TotalEnergies								(984)

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

^(b) Dont effet stock

- Sur le résultat opérationnel

- Sur le résultat opérationnel net

1 ^{er} trimestre 2023 (ajusté)	Integrated LNG	Integrated Power	Exploration - Production	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
(en millions de dollars)								
Chiffre d'affaires externe	4 948	8 555	1 954	24 855	22 359	8	-	62 679
Chiffre d'affaires intersecteurs	5 999	1 685	10 728	9 061	120	57	(27 650)	-
Droits d'accises	-	-	-	(184)	(4 186)	-	-	(4 370)
Produits des ventes	10 947	10 240	12 682	33 732	18 293	65	(27 650)	58 309
Charges d'exploitation	(9 145)	(9 761)	(4 754)	(31 468)	(17 686)	(161)	27 650	(45 325)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(288)	(47)	(2 066)	(378)	(224)	(23)	-	(3 026)
Résultat opérationnel ajusté	1 514	432	5 862	1 886	383	(119)	-	9 958
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	808	41	141	89	26	(21)	-	1 084
Impôts du résultat opérationnel net	(250)	(103)	(3 350)	(357)	(129)	63	-	(4 126)
Résultat opérationnel net ajusté	2 072	370	2 653	1 618	280	(77)	-	6 916
Coût net de la dette nette								(301)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(74)
Résultat net ajusté - part TotalEnergies								6 541

1 ^{er} trimestre 2023	Integrated LNG	Integrated Power	Exploration - Production	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
(en millions de dollars)								
Investissements	1 195	1 234	4 052	225	159	35	-	6 900
Désinvestissements	49	149	31	8	301	-	-	538
Flux de trésorerie d'exploitation	3 536	(1 285)	4 536	(851)	(673)	(130)	-	5 133

INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

TotalEnergies

(non audité)

4 ^{ème} trimestre 2022	Integrated LNG	Integrated Power	Exploration - Production	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
(en millions de dollars)								
Chiffres d'affaires externe	4 628	10 055	2 600	26 650	24 637	12	-	68 582
Chiffres d'affaires intersecteurs	5 783	1 807	12 866	11 730	274	63	(32 523)	-
Droits d'accises	-	-	-	(199)	(4 430)	-	-	(4 629)
Produits des ventes	10 411	11 862	15 466	38 181	20 481	75	(32 523)	63 953
Charges d'exploitation	(8 361)	(9 836)	(6 173)	(37 107)	(19 939)	(266)	32 523	(49 159)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(405)	(54)	(1 343)	(393)	(276)	(34)	-	(2 505)
Résultat opérationnel	1 645	1 972	7 950	681	266	(225)	-	12 289
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	1 150	103	(3 874)	161	(62)	113	-	(2 409)
Impôts du résultat opérationnel net	(269)	(112)	(4 635)	(898)	(113)	22	-	(6 005)
Résultat opérationnel net	2 526	1 963	(559)	(56)	91	(90)	-	3 875
Coût net de la dette nette								(434)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(177)
Résultat net - part TotalEnergies								3 264

4 ^{ème} trimestre 2022 (éléments d'ajustements) ^(a)	Integrated LNG	Integrated Power	Exploration - Production	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
(en millions de dollars)								
Chiffres d'affaires externe	69	-	-	-	-	-	-	69
Chiffres d'affaires intersecteurs	-	-	-	-	-	-	-	-
Droits d'accises	-	-	-	-	-	-	-	-
Produits des ventes	69	-	-	-	-	-	-	69
Charges d'exploitation	382	1 719	(108)	(821)	(211)	(88)	-	873
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(108)	-	844	-	(37)	-	-	699
Résultat opérationnel^(b)	343	1 719	736	(821)	(248)	(88)	-	1 641
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	(195)	(113)	(4 025)	(101)	(9)	-	-	(4 443)
Impôts du résultat opérationnel net	(30)	(124)	(798)	(621)	14	23	-	(1 536)
Résultat opérationnel net^(b)	118	1 482	(4 087)	(1 543)	(243)	(65)	-	(4 338)
Coût net de la dette nette								8
Intérêts ne conférant pas le contrôle								33
Résultat net - part TotalEnergies								(4 297)

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

^(b) Dont effet stock

- Sur le résultat opérationnel

- Sur le résultat opérationnel net

4 ^{ème} trimestre 2022 (ajusté)	Integrated LNG	Integrated Power	Exploration - Production	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
(en millions de dollars)								
Chiffres d'affaires externe	4 559	10 055	2 600	26 650	24 637	12	-	68 513
Chiffres d'affaires intersecteurs	5 783	1 807	12 866	11 730	274	63	(32 523)	-
Droits d'accises	-	-	-	(199)	(4 430)	-	-	(4 629)
Produits des ventes	10 342	11 862	15 466	38 181	20 481	75	(32 523)	63 884
Charges d'exploitation	(8 743)	(11 555)	(6 065)	(36 286)	(19 728)	(178)	32 523	(50 032)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(297)	(54)	(2 187)	(393)	(239)	(34)	-	(3 204)
Résultat opérationnel ajusté	1 302	253	7 214	1 502	514	(137)	-	10 648
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	1 345	216	151	262	(53)	113	-	2 034
Impôts du résultat opérationnel net	(239)	12	(3 837)	(277)	(127)	(1)	-	(4 469)
Résultat opérationnel net ajusté	2 408	481	3 528	1 487	334	(25)	-	8 213
Coût net de la dette nette								(442)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(210)
Résultat net ajusté - part TotalEnergies								7 561

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

INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

TotalEnergies

(non audité)

1 ^{er} trimestre 2022	Integrated LNG	Integrated Power	Exploration - Production	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
(en millions de dollars)								
Chiffre d'affaires externe	5 507	6 787	2 151	31 008	23 149	4	-	68 606
Chiffre d'affaires intersecteurs	3 498	521	13 818	9 277	267	63	(27 444)	-
Droits d'accises	-	-	-	(192)	(4 464)	-	-	(4 656)
Produits des ventes	9 005	7 308	15 969	40 093	18 952	67	(27 444)	63 950
Charges d'exploitation	(6 886)	(7 294)	(5 708)	(37 411)	(17 984)	(293)	27 444	(48 132)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(278)	(43)	(2 661)	(380)	(273)	(44)	-	(3 679)
Résultat opérationnel	1 841	(29)	7 600	2 302	695	(270)	-	12 139
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	(2 495)	(5)	242	156	(42)	108	-	(2 036)
Impôts du résultat opérationnel net	(261)	(33)	(3 863)	(525)	(225)	105	-	(4 802)
Résultat opérationnel net	(915)	(67)	3 979	1 933	428	(57)	-	5 301
Coût net de la dette nette								(250)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(107)
Résultat net - part TotalEnergies								4 944

1 ^{er} trimestre 2022 (éléments d'ajustements) ^(a)	Integrated LNG	Integrated Power	Exploration - Production	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
(en millions de dollars)								
Chiffre d'affaires externe	(3)	15	-	-	-	-	-	12
Chiffre d'affaires intersecteurs	-	-	-	-	-	-	-	-
Droits d'accises	-	-	-	-	-	-	-	-
Produits des ventes	(3)	15	-	-	-	-	-	12
Charges d'exploitation	(107)	(10)	(791)	947	268	(132)	-	175
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	-	-	(493)	-	(29)	(9)	-	(531)
Résultat opérationnel^(b)	(110)	5	(1 284)	947	239	(141)	-	(344)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	(3 948)	9	(14)	117	(3)	106	-	(3 733)
Impôts du résultat opérationnel net	10	1	262	(251)	(80)	20	-	(38)
Résultat opérationnel net^(b)	(4 048)	15	(1 036)	813	156	(15)	-	(4 115)
Coût net de la dette nette								113
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(31)
Résultat net - part TotalEnergies								(4 033)

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

^(b) Dont effet stock

- Sur le résultat opérationnel

- Sur le résultat opérationnel net

1 ^{er} trimestre 2022 (ajusté)	Integrated LNG	Integrated Power	Exploration - Production	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
(en millions de dollars)								
Chiffre d'affaires externe	5 510	6 772	2 151	31 008	23 149	4	-	68 594
Chiffre d'affaires intersecteurs	3 498	521	13 818	9 277	267	63	(27 444)	-
Droits d'accises	-	-	-	(192)	(4 464)	-	-	(4 656)
Produits des ventes	9 008	7 293	15 969	40 093	18 952	67	(27 444)	63 938
Charges d'exploitation	(6 779)	(7 284)	(4 917)	(38 358)	(18 252)	(161)	27 444	(48 307)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(278)	(43)	(2 168)	(380)	(244)	(35)	-	(3 148)
Résultat opérationnel ajusté	1 951	(34)	8 884	1 355	456	(129)	-	12 483
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	1 453	(14)	256	39	(39)	2	-	1 697
Impôts du résultat opérationnel net	(271)	(34)	(4 125)	(274)	(145)	85	-	(4 764)
Résultat opérationnel net ajusté	3 133	(82)	5 015	1 120	272	(42)	-	9 416
Coût net de la dette nette								(363)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(76)
Résultat net ajusté - part TotalEnergies								8 977

1 ^{er} trimestre 2022	Integrated LNG	Integrated Power	Exploration - Production	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
(en millions de dollars)								
Investissements	290	1 149	1 971	228	140	9	-	3 787
Désinvestissements	844	171	283	27	79	5	-	1 409
Flux de trésorerie d'exploitation	2 219	(1 904)	5 768	1 107	898	(471)	-	7 617

Réconciliation des informations par secteur avec les états financiers consolidés

TotalEnergies

(non audité)

1 ^{er} trimestre 2023 (en millions de dollars)	Ajusté	Éléments d'ajustement ^(a)	Compte de résultat consolidé
Chiffre d'affaires	62 679	(76)	62 603
Droits d'accises	(4 370)	-	(4 370)
Produits des ventes	58 309	(76)	58 233
Achats, nets de variation de stocks	(37 479)	(872)	(38 351)
Autres charges d'exploitation	(7 752)	(33)	(7 785)
Charges d'exploration	(94)	2	(92)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(3 026)	(36)	(3 062)
Autres produits	77	264	341
Autres charges	(137)	(163)	(300)
Coût de l'endettement financier brut	(710)	-	(710)
Produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	373	20	393
Coût de l'endettement financier net	(337)	20	(317)
Autres produits financiers	248	10	258
Autres charges financières	(183)	-	(183)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	1 079	(119)	960
Produit (Charge) d'impôt	(4 090)	19	(4 071)
Résultat net de l'ensemble consolidé	6 615	(984)	5 631
Part TotalEnergies	6 541	(984)	5 557
Intérêts ne conférant pas le contrôle	74	-	74

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

1 ^{er} trimestre 2022 (en millions de dollars)	Ajusté	Éléments d'ajustement ^(a)	Compte de résultat consolidé
Chiffre d'affaires	68 594	12	68 606
Droits d'accises	(4 656)	-	(4 656)
Produits des ventes	63 938	12	63 950
Achats, nets de variation de stocks	(40 762)	1 114	(39 648)
Autres charges d'exploitation	(7 409)	(214)	(7 623)
Charges d'exploration	(136)	(725)	(861)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(3 148)	(531)	(3 679)
Autres produits	121	22	143
Autres charges	(269)	(2 021)	(2 290)
Coût de l'endettement financier brut	(462)	-	(462)
Produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	59	155	214
Coût de l'endettement financier net	(403)	155	(248)
Autres produits financiers	119	84	203
Autres charges financières	(135)	-	(135)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	1 861	(1 818)	43
Produit (Charge) d'impôt	(4 724)	(80)	(4 804)
Résultat net de l'ensemble consolidé	9 053	(4 002)	5 051
Part TotalEnergies	8 977	(4 033)	4 944
Intérêts ne conférant pas le contrôle	76	31	107

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