

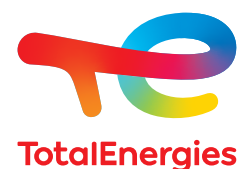


TotalEnergies

Rapport financier

1^{er} semestre 2026

2



Rapport financier 1^{er} semestre 2026

Attestation du responsable du rapport financier semestriel

« J'atteste, à ma connaissance, que les comptes consolidés condensés de TotalEnergies SE (la Société) pour le premier semestre de l'exercice 2026 sont établis conformément au corps de normes comptables applicables et donnent une image fidèle et honnête du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société, ainsi que de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport semestriel d'activité figurant aux pages 7 à 35 présente un tableau fidèle des événements importants survenus pendant les six premiers mois de l'exercice, de leur incidence sur les comptes, des principales transactions entre parties liées, ainsi qu'une description des principaux risques et des principales incertitudes pour les six mois restants de l'exercice.

Le rapport des contrôleurs légaux sur l'examen limité des comptes consolidés condensés précités figure à la page 38 du présent rapport financier semestriel. »

Courbevoie, le 23 juillet 2026

Patrick Pouyanné

Président-directeur général

Glossaire

Les termes « TotalEnergies » et « Compagnie » utilisés dans le présent document se réfèrent, de façon collective, à TotalEnergies SE et l'ensemble de ses sociétés consolidées, détenues directement ou indirectement, situées en France ou à l'étranger. Le terme « Société » utilisé dans ce document se réfère exclusivement à TotalEnergies SE, société mère de la Compagnie.

Abréviations

€ :	euro	GNC :	gaz naturel compressé
\$ ou USD :	dollar américain	GNL :	gaz naturel liquéfié
ADR :	<i>American depositary receipt</i> (attestant un ADS)	GNV :	gaz naturel véhicule
ADS :	<i>American depositary share</i> (représentant une action d'une société)	GPL :	gaz de pétrole liquéfié
AIE :	Agence internationale de l'énergie	HSE :	hygiène, sécurité, environnement
AMF :	Autorité des marchés financiers	IFRS :	<i>International Financial Reporting Standards</i>
API :	<i>American Petroleum Institute</i>	IPIECA :	International Petroleum Industry Environmental Conservation Association
CCS :	<i>carbon capture and storage</i>	LGN :	liquides de gaz naturel
CCU :	<i>carbon capture and utilization</i>	ODD :	objectif de développement durable
CCUS :	<i>carbon capture utilization and storage</i>	OML :	<i>oil mining lease</i>
CFFO :	Marge brute d'autofinancement (<i>Cash Flow From Operations excluding working capital</i>)	Opep :	Organisation des pays exportateurs de pétrole
CO₂ :	dioxyde de carbone	PPA :	<i>Power Purchase Agreement</i>
CO₂e :	équivalent CO ₂	PSM :	panorama social mondial
DACF :	<i>debt adjusted cash flow</i> (se reporter à la définition ci-après)	ROACE :	rentabilité des capitaux employés moyen (<i>Return On Average Capital Employed</i>)
ERM :	indicateur de marge de Raffinage Européen	ROE :	rentabilité des capitaux propres (<i>Return On Equity</i>)
FLNG :	<i>floating liquefied natural gas</i>	RSE :	responsabilité sociale et environnementale
FPSO :	<i>floating production, storage and offloading</i>	SEC :	United States Securities and Exchange Commission
FSRU :	<i>floating storage and regasification unit</i>	TCFD :	<i>task force on climate-related financial disclosures</i>
GES :	gaz à effet de serre	VE :	véhicule électrique
		WHRS :	<i>Worldwide Human Resources Survey</i>

Unités de mesures

/an =	par an	m =	mètre
b =	baril ^(a)	m³ =	mètre cube ^(a)
bep =	baril équivalent pétrole	M =	million
btu =	<i>British thermal unit</i>	MW =	mégawatt
G =	milliard	pc =	pied cube
GW =	gigawatt	PJ =	pétajoule
GWh =	gigawatt-heure	t =	tonne (métrique)
/j =	par jour	tep =	tonne équivalent pétrole
k =	mille	TWh =	térawatt heure
km =	kilomètre	W =	watt

(a) Volumes de liquide et de gaz rapportés aux conditions standards internationales (15 °C et 1 atm).

Table de conversion

1 acre ≈	0,405 hectare	1 m³ ≈	35,3 pc
1 b =	42 gallons US ≈ 159 litres	1 Mt de GNL ≈	48 Gpc de gaz
1 b/j de pétrole brut ≈	50 t/an de pétrole brut	1 Mt/an de GNL ≈	131 Mpc/j de gaz
1 Gm³/an ≈	0,1 Gpc/j	1 t d'huile ≈	7,5 b d'huile (pour une densité de 37° API)
1 km ≈	0,62 mile	1 bep = 1 b de pétrole brut ≈	5 438 pc de gaz en 2025 ^(b) (5 424 pc de gaz en 2024 et 5 419 pc de gaz en 2023)

(b) Le gaz naturel est converti en barils équivalents pétrole en utilisant un ratio pied cube de gaz naturel par baril équivalent. Ce taux est calculé sur la base du contenu énergétique équivalent moyen des réserves de gaz naturel pendant les périodes concernées, et est sujet à changements. Le taux de la table de conversion est applicable aux réserves de gaz naturel de TotalEnergies au niveau de la Compagnie.

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

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

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

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

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

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

Investissements nets : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le flux de trésorerie d'investissement. Les Investissements Nets incluent le flux de trésorerie d'investissement, les

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

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

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

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

Périmètre opéré : activités, sites et actifs industriels dont TotalEnergies SE ou l'une de ses filiales a le contrôle opérationnel, c'est-à-dire a la responsabilité de la conduite des opérations pour le compte de l'ensemble des partenaires. Sur le périmètre opéré, les indicateurs sont reportés à 100 %, quelle que soit la part patrimoniale détenue par la Compagnie dans l'actif.

Périmètre ESRS : les émissions de GES du périmètre ESRS correspondent aux émissions à 100 % des sites opérés auxquelles s'ajoutent les émissions en part patrimoniale des actifs non opérés et consolidés financièrement hors sociétés mises en équivalence.

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

Ratio d'endettement normalisé : indicateur défini comme le ratio d'endettement excluant l'impact de la variation d'éléments saisonniers, notamment sur le besoin en fonds de roulement.

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

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

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

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

Rapport semestriel d'activité

1.1	Faits marquants depuis le début de l'année 2026	8	1.9	Principales données opérationnelles des secteurs	21
1.2	Principales données financières issues des comptes consolidés de TotalEnergies	10	1.9.1	Production de la Compagnie (Exploration-Production + Integrated LNG)	21
1.3	Principales données d'environnement, d'émissions de gaz à effet de serre et de production	11	1.9.2	Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)	21
1.3.1	Environnement - prix de vente liquides et gaz, marge de raffinage	11	1.9.3	Integrated power	22
1.3.2	Émissions de gaz à effet de serre	11	1.10	Indicateurs alternatifs de performance (Non-GAAP measures)	24
1.3.3	Production	12	1.10.1	Éléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)	24
1.4	Analyse des résultats des secteurs	13	1.10.2	Réconciliation de l'EBITDA ajusté avec les états financiers consolidés	25
1.4.1	Exploration-Production	13	1.10.3	Investissements – Désinvestissements	26
1.4.2	Integrated LNG	14	1.10.4	Cash-flow	26
1.4.3	Integrated Power	15	1.10.5	Ratio d'endettement	27
1.4.4	Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)	16	1.10.6	Rentabilité des capitaux employés moyens	27
1.5	Résultats de TotalEnergies	18	1.10.7	Retour à l'actionnaire (Pay-out)	27
1.5.1	Résultat opérationnel net ajusté des secteurs	18	1.10.8	Tableau de passage des flux de trésorerie d'investissement aux investissements nets	28
1.5.2	Résultat net ajusté (part TotalEnergies)	18	1.10.9	Tableau de passage des flux de trésorerie d'exploitation à la marge brute d'auto-financement	30
1.5.3	Résultat net ajusté (part TotalEnergies) par action	18	1.10.10	Réconciliation des capitaux employés (bilan) et calcul du ROACE	32
1.5.4	Acquisitions - cessions	18	1.10.11	Réconciliation du résultat net de l'ensemble consolidé au résultat opérationnel net ajusté	33
1.5.5	Cash-flow net	18	1.11	Principaux risques et incertitudes pour les six mois restants de l'exercice 2026	33
1.5.6	Rentabilité	19	1.12	Principales transactions entre parties liées	33
1.6	Comptes sociaux de TotalEnergies SE	19		Avertissement	34
1.7	Sensibilités sur l'année 2026	19			
1.8	Perspectives	20			

1.1 Faits marquants depuis le début de l'année 2026*

Amont

- Royaume-Uni : finalisation de la création de NEO NEXT+, plus grand producteur de pétrole et de gaz du pays, avec une participation de 47,5 % de TotalEnergies
- Angola : démarrage du champ gazier non-opéré de Quiluma, pour un approvisionnement d'Angola LNG
- Brésil : démarrage de la production du projet opéré Lapa SW, d'une capacité de 25 000 b/j
- Libye : démarrage de la production du champ pétrolier onshore de Mabruk, d'une capacité de 25 000 b/j
- Émirats Arabes Unis :
 - Entrée, avec 10 % de participation, dans la concession gazière onshore de Bab Gas Cap à Abou Dabi
 - Décision Finale d'Investissement du développement d'Umm Shaif Gas Cap, pour une production de plus de 600 millions de pieds cubes de gaz par jour d'ici 2030 et la valorisation des condensats associés
- Malaisie : cession d'une participation non opérée dans le champ gazier de Marjoram
- République du Congo : découvertes d'environ 100 Mb de pétrole sur le permis de Moho
- Koweït : signature d'un accord de coopération technique avec Kuwait Oil Company pour le développement de ressources
- Turquie : signature d'un accord de coopération avec TPAO portant sur des opportunités d'exploration
- Syrie : accord de coopération avec la Syrian Petroleum Company (SPC) relatif à l'exploration du bloc offshore 3
- Egypte : signature d'un accord de coopération sur l'exploration offshore avec EGAS
- Signature d'un accord avec Dell Technologies et NVIDIA sur la construction de Pangea 5, prochain supercalculateur haute performance, d'une puissance de 150 pétaflops

Aval

- Démarrage de la première usine en France de recyclage chimique des plastiques sur la plateforme de Grandpuits
- Signature avec EDF d'un contrat d'approvisionnement en électricité bas carbone des sites du Raffinage - Chimie de TotalEnergies en France pour 12 ans à partir de 2028

Integrated LNG

- Reprise complète de l'ensemble des activités du projet Mozambique LNG
- Signature d'un accord préliminaire pour l'enlèvement de 2 Mt/an de GNL sur 20 ans, du projet Alaska LNG
- Mexique (Côte Pacifique) : démarrage de l'usine ECA LNG

Integrated Power

- Europe : Finalisation de l'acquisition de 50% d'un portefeuille d'actifs de production d'électricité flexible auprès d'EPH (Royaume-Uni, Italie, Pays-Bas, France)
- Etats-Unis : accord avec les autorités fédérales pour rendre les concessions éolien offshore attribuées en 2022 contre la rétrocession des redevances versées pour ces concessions (555 M\$ part TotalEnergies)
- Accord en vue de la création d'une coentreprise avec Masdar pour développer les énergies renouvelables dans neuf pays d'Asie Centrale et d'Asie-Pacifique
- Cession à Allianz Global Investors de 50 % d'un portefeuille de projets de stockage par batteries d'une capacité de 800 MW, en Allemagne
- Kazakhstan : Décision Finale d'Investissement du projet Mirny, parc éolien terrestre géant (1 GW) avec batteries (600 MWh) d'une production d'environ 100 TWh d'électricité renouvelable sur 25 ans
- Philippines : lancement de la construction d'une centrale solaire de 440 MWp, visant une mise en service fin 2027 et une production de 13,5 TWh sur 20 ans
- Europe : cession de l'ensemble des actifs solaires distribués dans sept pays d'Europe

* 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.

Responsabilité sociétale et environnementale

- Publication du *Sustainability & Climate – 2026 Progress Report* présentant les progrès réalisés par TotalEnergies en 2025 dans la mise en œuvre de sa stratégie et de son ambition climat
- France : mise en place de mesures de protection des consommateurs via le plafonnement du prix de l'essence et du diesel à la pompe sur le réseau de stations-service TotalEnergies
- Ouganda : publication de l'évaluation indépendante du programme d'acquisitions foncières et du plan d'actions correspondant
- Lancement de MethaneLive, nouveau centre mondial de supervision des émissions de méthane
- Allocation aux 100 000 salariés* dans le monde d'une prime carburant de 200 \$ (200 € en Europe) pour compenser la hausse des prix de l'énergie
- Succès de l'opération 2026 d'augmentation de capital réservée aux salariés de TotalEnergies

Moyen-Orient : Situation de la Compagnie

Depuis le début de la crise au Moyen-Orient le 28 février 2026, TotalEnergies est pleinement mobilisée pour assurer un suivi étroit de l'évolution de la situation afin de mettre en œuvre les mesures adaptées

Conséquences du conflit pour TotalEnergies à ce jour

- À fin mars, la production arrêtée au Qatar, en Irak et offshore aux Émirats Arabes Unis, représentait environ 15% de la production totale de la Compagnie
 - Au deuxième trimestre 2026, le conflit au Moyen-Orient a impacté la production de la Compagnie de l'ordre de 210 kbep/j en moyenne
 - L'impact du conflit au Moyen-Orient est estimé entre 5% et 10% de la production totale de la Compagnie, en fonction de la situation du
- détroit d'Ormuz et de la possibilité ou non d'exporter. Le redémarrage progressif observé en juin conduisait à un impact limité à 5% mais l'évolution depuis la mi-juillet augmente l'impact à près de 10%
- Suite à des incidents ayant affecté la raffinerie de SATORP début avril, elle a redémarré à mi-capacité une semaine plus tard. Elle a atteint début mai un fonctionnement à 70 % de sa capacité nominale, et devrait retrouver sa capacité nominale à la fin du troisième trimestre 2026
 - À l'exception de la raffinerie de SATORP, aucun des actifs de la Compagnie n'a subi de dommages durant le conflit

* Engagement concernant les salariés (condition de présence au 1^{er} mai 2026) de toutes les sociétés détenues à 100 % ainsi qu'aux salariés des sociétés détenues à plus de 50 % en cas d'accord de leurs organes de gouvernance.

1.2 Principales données financières issues des comptes consolidés de TotalEnergies⁽¹⁾

	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
<i>(en millions de dollars, sauf le taux d'imposition, le résultat par action et le nombre d'actions)</i>			
EBITDA ajusté ⁽¹⁾	25 731	20 194	+27%
Résultat opérationnel net ajusté des secteurs	13 171	9 182	+43%
Exploration-Production	5 807	4 425	+31%
Integrated LNG	2 125	2 335	-9%
Integrated Power	1 078	1 080	-
Raffinage-Chimie	3 399	690	x4,9
Marketing & Services	762	652	+17%
Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	1 865	1 417	+32%
Taux moyen d'imposition ⁽²⁾	39,2%	41,4%	-
Résultat net ajusté (part TotalEnergies) ⁽¹⁾	11 421	7 770	+47%
Résultat net ajusté dilué par action (dollars) ⁽³⁾	5,14	3,41	+51%
Résultat net ajusté dilué par action (euros) ⁽⁴⁾	4,41	3,12	+41%
Nombre moyen pondéré dilué d'actions (millions)	2 187	2 236	-2%
Résultat net (part TotalEnergies)	11 248	6 538	+72%
Investissements organiques ⁽¹⁾	9 344	9 320	-
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	(1 419)	2 233	ns
Investissements nets ⁽¹⁾	7 925	11 553	-31%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	18 380	13 610	+35%
Marge brute d'autofinancement hors frais financiers (DACF) ⁽¹⁾	19 167	14 220	+35%
Flux de trésorerie d'exploitation	14 219	8 523	+67%

Ratio d'endettement⁽¹⁾ de 13,1 % au 30 juin 2026 contre 15,5 % au 31 mars 2026 et 17,9 % au 30 juin 2025.

(1) Se référer au Glossaire page 4 pour les définitions et informations additionnelles sur les indicateurs alternatifs de performance (Non-GAAP measures) et aux pages 24 et suivantes pour les tableaux de réconciliation.

(2) 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).

(3) Conformément aux normes IFRS, le résultat net ajusté dilué par action correspond au rapport entre le résultat net ajusté (part TotalEnergies) diminué du coupon des titres subordonnés à durée indéterminée et le nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation au cours de l'exercice en excluant les actions autodétenues par TotalEnergies SE.

(4) Taux de change moyen €-\$: 1,1666 au 1^{er} semestre 2026 et 1,0927 au 1^{er} semestre 2025.

1.3 Principales données d'environnement, d'émissions de gaz à effet de serre et de production

1.3.1 Environnement - prix de vente liquides et gaz, marge de raffinage

	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
Brent (\$/b)	92,3	71,9	+28%
Henry Hub (\$/Mbtu)	3,2	3,7	-14%
TTF (\$/Mbtu)	14,7	13,2	+11%
JKM (\$/Mbtu)	15,8	13,1	+20%
Prix moyen de vente liquides (\$/b) ^{(5),(6)} Filiales consolidées	82,2	68,7	+20%
Prix moyen de vente gaz (\$/Mbtu) ^{(5),(7)} Filiales consolidées	5,57	6,13	-9%
Prix moyen de vente GNL (\$/Mbtu) ^{(5),(8)} Filiales consolidées et sociétés mises en équivalence	9,29	9,55	-3%
Indicateur de marge de raffinage européen (ERM) (\$/b) ^{(5),(9)}	12,4	4,3	x2,9

1.3.2 Émissions de gaz à effet de serre⁽¹⁰⁾

Émissions Scope 1+2 ⁽¹¹⁾ (MtCO ₂ e)	1S26	1S25
Scope 1+2 périmètre opéré ⁽¹⁾	15,1	16,4
dont Oil & Gas	13,2	14,3
dont CCGT	1,9	2,1
Scope 1+2 périmètre ESRS ⁽¹⁾	20,6	21,7

Émissions de Méthane (ktCH ₄)	1S26	1S25
Émissions de méthane périmètre opéré ⁽¹⁾	8	11

Émissions 1S26 estimées.

Les émissions de Scope 3⁽¹²⁾ Catégorie 11 du premier semestre 2026 sont estimées à environ 163 Mt CO₂e.

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

(6) Ventes en \$ / Ventes en volume pour les filiales consolidées.

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

(8) Ventes en \$ / Ventes en volume pour les filiales consolidées et sociétés mises en équivalence.

(9) Cet indicateur de marché pour le raffinage européen, calculé sur la base de prix de marché publics (\$/b), utilise un panier de pétroles bruts, des rendements en produits pétroliers et des coûts variables représentatifs de l'outil de raffinage européen de TotalEnergies.

(10) Les gaz à effet de serre (GES) désignent les sept gaz à effet de serre du protocole de Kyoto, à savoir le CO₂, CH₄, N₂O, les HFC, les PFC, le SF₆ et le NF₃, avec leurs PRG (pouvoir de réchauffement global) à 100 ans respectifs tel que donnés par le rapport du GIEC le plus récent. Les HFC, PFC et le SF₆ et le NF₃ sont quasiment absents des émissions de la Compagnie et ne sont pas comptabilisés par la Compagnie.

(11) Les émissions de GES Scope 1+2 se définissent comme la somme des émissions directes de GES émanant de sites ou d'activités faisant partie du périmètre de reporting des indicateurs liés au changement climatique et des émissions indirectes de GES résultant de la production d'électricité, de vapeur, de chaleur ou de froid achetés ou acquis, et consommés par les sites ou activités faisant partie du périmètre de reporting des indicateurs liés au changement climatique, nettes des ventes éventuelles d'énergie, sans inclure les gaz industriels achetés (H₂). En l'absence de mention contraire, TotalEnergies rapporte les émissions de GES Scope 2 suivant la méthode fondée sur le marché (*market based*), comme définie par le GHG Protocol.

(12) En l'absence de mention contraire, TotalEnergies rapporte les émissions de GES Scope 3, catégorie 11, qui correspondent aux émissions indirectes de GES liées à la phase d'utilisation directe des produits vendus au cours de leur durée de vie attendue (c'est-à-dire les émissions de scope 1 et de scope 2 des utilisateurs finaux qui ont lieu pendant la combustion des produits énergétiques) conformément à la définition du *Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard Supplement to the GHG Protocol*. La Compagnie suit les méthodologies sectorielles pour l'*oil & gas* publiées par l'IPIECA, 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 ou gaz, à savoir soit la production soit les ventes en vue d'un usage final. Le point le plus élevé pour chaque chaîne de valeur pour l'année 2026 sera déterminé au regard de la réalisation sur l'ensemble de l'année, TotalEnergies fournissant des estimations au fur et à mesure des trimestres. À ces ventes ou production est appliqué un facteur d'émission stœchiométrique (oxydation des molécules en dioxyde de carbone) pour obtenir une quantité d'émission. Conformément au *Technical Guidance for Calculating Scope 3 Emissions Supplement to the Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard* qui définit les utilisateurs finaux comme les consommateurs et clients professionnels qui utilisent les produits finaux et au guide *IPIECA Estimating petroleum industry value chain (Scope 3) greenhouse gas emissions* en application duquel le reporting des émissions liées aux produits énergétiques achetés pour revente à des utilisateurs non finaux (c'est-à-dire pour du négoce) est optionnel, TotalEnergies ne rapporte pas les émissions associées aux activités de négoce.

1.3.3 Production⁽¹³⁾

	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
Production d'hydrocarbures			
Production d'hydrocarbures (kbep/j)	2 474	2 531	-2%
Pétrole (y compris bitumes) (kb/j)	1 312	1 349	-3%
Gaz (y compris Condensats et LGN associés) (kbep/j)	1 162	1 182	-2%
Production d'hydrocarbures (kbep/j)	2 474	2 531	-2%
Liquides (kb/j)	1 445	1 511	-4%
Gaz (Mpc/j)	5 563	5 524	+1%

La production d'hydrocarbures a été de 2 474 milliers de barils équivalent pétrole par jour au premier semestre 2026, en baisse de 2 % sur un an, en raison des éléments suivants :

- +4 % lié aux démarrages et à la montée en puissance de projets, notamment Mero-3, Mero-4 et Lapa SW au Brésil, Anchor et Ballymore aux Etats-Unis, Tyra au Danemark, Begonia et Clov Phase 3 en Angola et Mabruk en Libye,
- +3 % lié à une meilleure disponibilité des installations,

- -3 % lié au déclin naturel des champs,
- -6 % lié à l'impact du conflit au Moyen-Orient.

Hors impact du conflit au Moyen-Orient, la production est en hausse de plus de 4 % sur un an, portée par la montée en puissance et les démarrages des nouveaux projets et une meilleure disponibilité des installations.

(13) Production de la Compagnie = production de l'EP + production d'Integrated LNG.

1.4 Analyse des résultats des secteurs

1.4.1 Exploration-Production

1.4.1.1 Production

	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
Production d'hydrocarbures			
EP (kbep/j)	1 896	1 966	-4%
Liquides (kb/j)	1 375	1 440	-4%
Gaz (Mpc/j)	2 765	2 807	-1%

1.4.1.2 Résultats

	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
<i>(en millions de dollars, sauf le taux moyen d'imposition)</i>			
Résultat opérationnel net ajusté	5 807	4 425	+31%
Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	276	326	-15%
Taux moyen d'imposition ⁽¹⁴⁾	47,3%	49,7%	-
Investissements organiques ⁽¹⁾	4 955	5 737	-14%
Acquisitions nettes de cession ⁽¹⁾	(575)	278	ns
Investissements nets ⁽¹⁾	4 380	6 015	-27%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	10 341	8 051	+28%
Flux de trésorerie d'exploitation	8 515	6 941	+23%

Au premier semestre 2026, le résultat opérationnel net ajusté de l'Exploration-Production s'est établi à 5 807 M\$, en hausse de 31 % sur un an, la hausse organique de la production accrétiive et les prix du pétrole et du gaz ayant compensé l'impact du conflit au Moyen-Orient.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) s'est établie à 10 341 M\$ au premier semestre 2026, en hausse de 28 % sur un an pour les mêmes raisons.

(14) 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).

1.4.2 Integrated LNG

1.4.2.1 Production

	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
Production d'hydrocarbures pour le GNL			
Integrated LNG (kbep/j)	578	565	+2%
Liquides (kb/j)	70	71	-1%
Gaz (Mpc/j)	2 798	2 717	+3%

	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
GNL (Mt)			
Ventes totales de GNL	23,1	21,2	+9%
incl. Ventes issues des quotes-parts de production*	8,0	7,9	+1%
incl. Ventes par TotalEnergies issues des quotes-parts de production et d'achats auprès de tiers	20,7	18,8	+10%

* 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 au premier semestre 2026 est en hausse de 2 % sur un an, l'acquisition d'intérêts dans des permis gaziers dans le bassin de l'Anadarko aux Etats-Unis et une meilleure

disponibilité des installations ayant été partiellement compensées par la baisse de production au Qatar, en lien avec le conflit au Moyen-Orient.

1.4.2.2 Résultats

(en millions de dollars, sauf le prix moyen de vente GNL)	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
Prix moyen de vente GNL (\$/Mbtu)*			
Filiales consolidées et sociétés mises en équivalence	9,29	9,55	-3%
Résultat opérationnel net ajusté	2 125	2 335	-9%
Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	1 136	1 048	+8%
Investissements organiques ⁽¹⁾	1 318	1 495	-12%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	96	250	-62%
Investissements nets ⁽¹⁾	1 414	1 745	-19%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	2 618	2 408	+9%
Flux de trésorerie d'exploitation	1 017	2 282	-55%

* Ventes en \$ / Ventes en volume pour les filiales consolidées et sociétés mises en équivalence. Ne prend pas en compte les activités de négoce de GNL.

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Integrated LNG s'est établi à 2 125 M\$ et la marge brute d'autofinancement (CFFO) à 2 618 M\$ au premier semestre 2026 la croissance des productions et ventes ayant

compensé des activités de négoce de gaz contrastées, surperformant au premier trimestre 2026 mais affectées par une contreperformance au deuxième trimestre 2026.

1.4.3 Integrated Power

1.4.3.1 Productions, capacités, clients et ventes

Integrated Power	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
Production nette d'électricité (TWh)*	26,4	22,9	+16%
dont à partir de sources renouvelables	17,8	15,2	+17%
dont à partir de capacités flexibles à gaz	8,7	7,7	+12%
Capacités nettes installées de génération électrique (GW)**	33,4	24,0	+39%
dont renouvelables	21,1	17,4	+21%
dont capacités flexibles à gaz	12,2	6,5	+88%
Capacités brutes en portefeuille de génération électrique renouvelable (GW)**,**	105,8	104,1	+2%
dont capacités installées	37,4	30,2	+24%
Clients électricité - BtB et BtC (Million)**	6,1	6,0	+2%
Clients gaz - BtB et BtC (Million)**	2,7	2,7	-2%
Ventes électricité - BtB et BtC (TWh)	26,8	25,0	+7%
Ventes gaz - BtB et BtC (TWh)	46,0	50,6	-9%

* Solaire, éolien, hydroélectricité et capacités flexibles à gaz.

** Données à fin de période.

*** Dont 17,25% des capacités brutes de Adani Green Energy Ltd, 50% des capacités brutes de Clearway Energy Group et 49% des capacités brutes de Casa dos Ventos.

Au premier semestre 2026, la production nette d'électricité s'établit à 26,4 TWh, en hausse de 16 % sur un an, portée par la hausse de la production de source renouvelable et l'acquisition à EPH de 50 % d'un portefeuille d'actifs flexibles en Europe durant le premier semestre 2026.

La capacité brute installée de génération électrique renouvelable est de 37,4 GW à la fin du premier semestre 2026, en croissance de 24% sur un an, soit près de 8 GW supplémentaires.

1.4.3.2 Résultats

(en millions de dollars)	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
Résultat opérationnel net ajusté	1 078	1 080	-
Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	220	66	x3,3
Investissements organiques ⁽¹⁾	1 743	1 066	+63%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	(826)	1 806	ns
Investissements nets ⁽¹⁾	917	2 872	-68%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	1 295	1 159	+12%
Flux de trésorerie d'exploitation	(384)	400	ns

Le secteur Integrated Power affiche un résultat opérationnel net ajusté de 1 078 M\$ et une marge brute d'autofinancement (CFFO) de 1 295 M\$

sur le semestre, bénéficiant depuis le 29 avril 2026 de la finalisation de la transaction avec EPH et en ligne avec la *guidance* annuelle.

1.4.4 Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)

1.4.4.1 Résultats

(en millions de dollars)	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
Résultat opérationnel net ajusté	4 161	1 342	x3,1
Investissements organiques ⁽¹⁾	1 194	918	+30%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	(117)	(102)	ns
Investissements nets ⁽¹⁾	1 077	816	+32%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	5 013	2 600	+93%
Flux de trésorerie d'exploitation	6 746	100	x67,5

1.4.4.2 Raffinage-Chimie

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

Volumes raffinés et taux d'utilisation	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
Total volumes raffinés (kb/j)	1 524	1 569	-3%
France	408	449	-9%
Reste de l'Europe	680	629	+8%
Reste du monde	436	491	-11%
Taux d'utilisation sur bruts traités*	86%	89%	

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

Production de produits pétrochimiques et taux d'utilisation	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
Monomères* (kt)	2 283	2 414	-5%
Polymères (kt)	2 324	2 300	+1%
Taux d'utilisation des vapocraqueurs**	73%	76%	

* Oléfines.

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

Les volumes raffinés au premier semestre 2026 sont en baisse de 3 % sur un an, reflétant une baisse de 3 points du taux d'utilisation, en lien

notamment avec les événements de début avril 2026 qui ont affecté la raffinerie de SATORP en Arabie Saoudite.

1.4.4.2.2 Résultats

(en millions de dollars, sauf l'ERM)	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
Indicateur de marge de raffinage européen (ERM) (\$/b)*	12,4	4,3	x2,9
Résultat opérationnel net ajusté	3 399	690	x4,9
Investissements organiques ⁽¹⁾	884	569	+55%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	74	(24)	ns
Investissements nets ⁽¹⁾	958	545	+76%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	3 746	1 405	x2,7
Flux de trésorerie d'exploitation	5 129	(1 096)	ns

* Cet indicateur de marché pour le raffinage européen, calculé sur la base de prix de marché publics (\$/b), utilise un panier de pétroles bruts, des rendements en produits pétroliers et des coûts variables représentatifs de l'outil de raffinage européen de TotalEnergies. Ne prend pas en compte les activités de négoce de pétrole.

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Raffinage-Chimie s'établit à 3 399 M\$ au premier semestre 2026, en forte amélioration, en lien avec la forte hausse des marges de raffinage et ventes pétrochimiques et dans un contexte de surperformance des activités de négoce de brut et de produits pétroliers.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) s'établit à 3 746 M\$ au premier semestre, en forte hausse sur un an, pour les mêmes raisons.

1.4.4.3 Marketing & Services

1.4.4.3.1 Ventes de produits pétroliers

Ventes (en kb/j)*	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
Total des ventes du Marketing & Services	1 210	1 295	-7%
Europe	709	753	-6%
Reste du monde	501	543	-8%

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

Les ventes de produits pétroliers au premier semestre 2026 sont en baisse de 7 % sur un an du fait du recentrage du portefeuille sur les positions dominantes et reflétant notamment les cessions de réseaux au

Brésil et en Afrique sahélienne et une baisse de la demande liée à la hausse des prix.

1.4.4.3.2 Résultats

(en millions de dollars)	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
Résultat opérationnel net ajusté	762	652	+17%
Investissements organiques ⁽¹⁾	310	349	-11%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	(191)	(78)	ns
Investissements nets ⁽¹⁾	119	271	-56%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	1 267	1 195	+6%
Flux de trésorerie d'exploitation	1 617	1 196	+35%

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Marketing & Services s'élève à 762 M\$ au premier semestre 2026, en hausse de 17 % sur un an, malgré la baisse des ventes, traduisant la hausse des marges unitaires.

La marge brute d'autofinancement s'élève à 1 267 M\$ au premier semestre 2026, en hausse de 6 % sur un an pour les mêmes raisons.

1.5 Résultats de TotalEnergies

1.5.1 Résultat opérationnel net ajusté des secteurs

Le résultat opérationnel net ajusté des secteurs atteint 13 171 M\$ au premier semestre 2026 comparé à 9 182 M\$ au premier semestre 2025, principalement en raison de la hausse des prix du pétrole et des marges de raffinage et de pétrochimie ainsi que des performances significatives des activités de négoce de brut et de produits pétroliers.

1.5.2 Résultat net ajusté⁽¹⁾ (part TotalEnergies)

Le résultat net ajusté part TotalEnergies s'établit à 11 421 M\$ au premier semestre 2026 contre 7 770 M\$ au premier semestre 2025, pour les mêmes raisons.

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

Les éléments d'ajustement du résultat net représentent un montant de (0,2 G\$) au premier semestre 2026, constitués principalement de :

- 1,1 G\$ d'effets de variation de juste valeur et de variation de stocks,

- (1,3 G\$) d'éléments non récurrents notamment la plus-value de cession liée à la création de NEO NEXT+ au Royaume Uni, des dépréciations et provisions exceptionnelles notamment liées aux accords avec les autorités fédérales américaines relatifs aux concessions éolien offshore ainsi qu'à la revue stratégique du pipeline de renouvelables hors des marchés prioritaires.

Le taux moyen d'imposition de TotalEnergies est de 39,2% au premier semestre 2026 contre 41,4% au premier semestre 2025.

1.5.3 Résultat net ajusté (part TotalEnergies) par action

Le résultat net ajusté dilué par action s'est établi à 5,14 \$ au premier semestre 2026, calculé sur la base d'un nombre moyen pondéré dilué d'actions de 2 187 millions, contre 3,41 \$ au premier semestre 2025.

Au 30 juin 2026, le nombre d'actions dilué était de 2 245 millions.

TotalEnergies a procédé au rachat* de 26 millions d'actions au premier semestre 2026, pour un montant de 2,2 G\$.

1.5.4 Acquisitions - cessions

Les acquisitions ont représenté 533 M\$ au premier semestre 2026, notamment liés à :

- la finalisation de l'acquisition, auprès de la société Continental Resources, d'intérêts gaziers dans le bassin d'Anadarko, aux Etats-Unis,
- la re-détermination des intérêts dans le champ de Johan Sverdrup, en Norvège.

Les cessions ont représenté 1 952 M\$ au premier semestre 2026, notamment liés à :

- la finalisation de la transaction avec NEO NEXT ainsi que de la cession des actifs West of Shetland, au Royaume-Uni,
- la cession de la participation non-opérée dans le champ gazier de Marjoram,
- des farm-downs de projets de stockage par batteries en Allemagne,
- des cessions d'activités *non-core* de Gas, Renewables & Power et du Marketing & Services.

1.5.5 Cash-flow net⁽¹⁾

Le cash-flow net de TotalEnergies ressort à 10 455 M\$ au premier semestre 2026 contre 2 057 M\$ un an auparavant, compte tenu de la hausse de 4 770 M\$ de la marge brute d'autofinancement (CFFO) et de la baisse de 3 628 M\$ des investissements nets au premier semestre 2026 pour atteindre 7 925 M\$.

Le flux de trésorerie d'exploitation est de 14 219 M\$ au premier semestre 2026, pour une marge brute d'autofinancement (CFFO) de 18 380 M\$, impacté négativement par une augmentation du besoin de fonds de roulement de 4,0 G\$, reflétant l'impact de la hausse des prix des hydrocarbures en fin de semestre par rapport à la fin de l'exercice 2025, notamment sur les stocks.

* Ces rachats d'actions incluent les rachats couvrant les plans d'attribution d'actions aux employés.

1.5.6 Rentabilité

La rentabilité des capitaux propres s'est établie à 15,9% sur la période du 1^{er} juillet 2025 au 30 juin 2026.

(en millions de dollars)	Période du 1 ^{er} juillet 2025 au 30 juin 2026	Période du 1 ^{er} avril 2025 au 31 mars 2026	Période du 1 ^{er} juillet 2024 au 30 juin 2025
Résultat net ajusté ⁽¹⁾	19 477	17 043	16 535
Capitaux propres retraités moyens	122 739	118 641	117 441
Rentabilité des capitaux propres (ROE)	15,9%	14,4%	14,1%

La rentabilité des capitaux employés moyens ⁽¹⁾ s'est établie à 13,9% sur la période 1^{er} juillet 2025 au 30 juin 2026.

(en millions de dollars)	Période du 1 ^{er} juillet 2025 au 30 juin 2026	Période du 1 ^{er} avril 2025 au 31 mars 2026	Période du 1 ^{er} juillet 2024 au 30 juin 2025
Résultat opérationnel net ajusté ⁽¹⁾	21 608	19 158	18 184
Capitaux Employés moyens ⁽¹⁾	155 138	151 105	146 456
ROACE ⁽¹⁾	13,9%	12,7%	12,4%

1.6 Comptes sociaux de TotalEnergies SE

Le résultat de TotalEnergies SE, société mère, s'établit à 6.302 millions d'euros au premier semestre 2026, contre 7 824 millions d'euros au premier semestre 2025.

1.7 Sensibilités sur l'année 2026 ⁽¹⁵⁾

	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 ⁽¹⁶⁾	+/- 10 \$/b	+/- 2,3 G\$	+/- 2,8 G\$
Prix du gaz européen – TTF	+/- 2 \$/Mbtu	+/- 0,4 G\$	+/- 0,4 G\$
Indicateur de marge de raffinage européen (ERM)	+/- 1 \$/b	+/- 0,3 G\$	+/- 0,4 G\$

(15) 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 2026. 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.

(16) Environnement Brent à 60-70 \$/b.

1.8 Perspectives

Les prix du pétrole se situent au-dessus de 80 \$/b en ce début de troisième trimestre, dans des marchés très volatils au gré de l'évolution de la situation sécuritaire dans le détroit d'Ormuz.

Les marges de raffinage dans le monde se situent à des niveaux historiquement élevés dans un contexte inédit combinant indisponibilité des capacités de raffinage russe, disruption de l'approvisionnement en provenance du Golfe vers les raffineries asiatiques et stocks mondiaux de produits au plus bas.

Les prix du gaz européens sur les marchés *forward* se situent autour de 16-20 \$/Mbtu, au troisième trimestre, dans un contexte où les stocks en Europe sont bas et doivent se reconstituer avant l'hiver. La poursuite des tensions au Moyen-Orient, leur impact sur la production de GNL au Qatar (près de 20% du marché mondial) et la compétition entre la demande de GNL en Europe et en Asie devrait soutenir les cours dans les prochains mois. Compte tenu de l'évolution des prix du pétrole et du gaz ces derniers mois et de l'effet de décalage sur les formules de prix, TotalEnergies anticipe un prix moyen de vente du GNL supérieur à 11,5 \$/Mbtu au troisième trimestre 2026.

Hors impact du conflit au Moyen-Orient, la production du troisième trimestre est attendue en croissance en ligne avec la *guidance* de croissance annuelle de 3 % par rapport à 2025. Au Moyen-Orient, l'impact du conflit est estimé entre 5% et 10% de la production totale de la Compagnie, du fait de la montée en puissance et du redémarrage progressif des productions de la région. Cependant, la situation demeure très volatile et le niveau de production et d'enlèvement effectif de la production reste conditionné à la capacité de pouvoir exporter via le détroit d'Ormuz.

Le taux d'utilisation des raffineries devrait être entre 80 et 85 % au troisième trimestre, compte tenu notamment de l'impact de la réduction de capacité de SATORP en Arabie Saoudite qui fonctionne depuis début mai à 70 % de sa capacité nominale et devrait retrouver sa capacité nominale à la fin du troisième trimestre 2026.

La Compagnie confirme ses investissements prévus pour l'année pour un montant net prévu à 15 G\$ sur 2026, en ligne avec la *guidance* annuelle.

1.9 Principales données opérationnelles des secteurs

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

	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
Production combinée liquides/gaz par zone géographique (kbep/j)			
Europe	544	547	-1%
Afrique	423	424	-
Moyen-Orient et Afrique du Nord	723	849	-15%
Amériques	500	430	+16%
Asie Pacifique	284	281	+1%
Production totale	2 474	2 531	-2%
dont filiales mises en équivalence	365	382	-4%

	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
Production de liquides par zone géographique (kb/j)			
Europe	205	209	-2%
Afrique	292	310	-6%
Moyen-Orient et Afrique du Nord	576	677	-15%
Amériques	271	210	+29%
Asie Pacifique	101	105	-4%
Production totale	1 445	1 511	-4%
dont filiales mises en équivalence	126	161	-22%

	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
Production de gaz par zone géographique (Mpc/j)			
Europe	1 818	1 819	-
Afrique	663	573	+16%
Moyen-Orient et Afrique du Nord	810	947	-14%
Amériques	1 268	1 225	+4%
Asie Pacifique	1 004	960	+5%
Production totale	5 563	5 524	+1%
dont filiales mises en équivalence	1 298	1 205	+8%

1.9.2 Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)

	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
Ventes de produits raffinés par zone géographique (kb/j)			
Europe	1 739	1 790	-3%
Afrique	489	617	-21%
Amériques	1 143	1 065	+7%
Reste du monde	857	901	-5%
Total des ventes	4 228	4 373	-3%
dont ventes massives raffinage	352	362	-3%
dont négoce international	2 666	2 716	-2%

	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
Production de produits pétrochimiques* (kt)			
Europe	2 019	1 816	+11%
Amériques	1 410	1 444	-2%
Moyen-Orient et Asie	1 178	1 454	-19%

* Oléfines, polymères.

1.9.3 Integrated power

1.9.3.1 Production nette d'électricité

Production nette d'électricité (TWh)	1S26						1S25					
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total
France	0,5	0,6	-	1,8	0,0	2,9	0,4	0,4	-	2,4	0,0	3,2
Reste de l'Europe	0,3	1,0	0,6	4,2	0,4	6,5	0,3	1,1	0,5	2,6	0,2	4,7
Afrique	0,0	-	-	-	0,2	0,3	0,0	-	-	-	0,1	0,2
Moyen Orient	0,6	-	-	0,5	-	1,1	0,5	-	-	0,5	-	0,9
Amérique du Nord	2,3	1,2	-	2,2	-	5,6	1,9	1,1	-	2,3	-	5,3
Amérique du Sud	0,3	1,9	-	-	-	2,1	0,3	1,6	-	-	-	1,9
Inde	5,9	1,0	-	-	-	6,9	4,7	0,9	-	-	-	5,6
Asie Pacifique	0,8	0,0	0,3	-	-	1,1	0,7	0,0	0,3	-	-	1,0
Total	10,6	5,6	0,9	8,7	0,7	26,4	8,8	5,2	0,8	7,7	0,4	22,9

1.9.3.2 Capacités nettes installées de génération électrique

Capacités nettes installées de génération électrique (GW) ⁽¹⁷⁾	1S26						1S25					
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total
France	0,8	0,6	0,0	2,7	0,2	4,3	0,8	0,5	-	2,7	0,2	4,2
Reste de l'Europe	0,8	1,1	0,3	7,3	0,4	9,8	0,5	1,0	0,3	2,1	0,2	4,0
Afrique	0,1	-	-	-	0,1	0,2	0,0	-	-	-	0,1	0,1
Moyen Orient	0,6	-	-	0,3	-	1,0	0,5	-	-	0,3	-	0,8
Amérique du Nord	3,1	0,9	-	2,0	0,5	6,5	2,8	0,9	-	1,5	0,4	5,5
Amérique du Sud	0,9	1,2	-	-	-	2,1	0,4	1,0	-	-	-	1,4
Inde	7,2	0,7	-	-	0,3	8,1	6,0	0,6	-	-	-	6,6
Asie Pacifique	1,2	0,0	0,2	-	-	1,4	1,1	0,0	0,2	-	-	1,3
Total	14,8	4,4	0,5	12,2	1,5	33,4	12,2	4,0	0,5	6,5	0,8	24,0

(17) Données à fin de période.

1.9.3.3 Capacités brutes de génération électrique renouvelable

Capacités brutes installées de génération électrique renouvelable (GW) ^{(18),(19)}	1S26					1S25				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	1,4	0,9	0,0	0,2	2,5	1,3	0,9	–	0,2	2,3
Reste de l'Europe	0,9	1,8	1,1	0,5	4,4	0,6	1,5	1,1	0,3	3,5
Afrique	0,4	0,0	0,0	0,4	0,7	0,1	–	–	0,3	0,4
Moyen Orient	1,6	0,0	0,0	0,0	1,6	1,3	–	–	–	1,3
Amérique du Nord	7,8	2,3	0,0	1,2	11,3	6,1	2,3	–	0,8	9,3
Amérique du Sud	1,2	1,9	0,0	0,0	3,0	0,4	1,5	–	–	1,9
Inde	10,3	0,7	0,0	0,3	11,2	8,5	0,6	–	–	9,2
Asie Pacifique	1,9	0,0	0,6	0,0	2,6	1,7	0,0	0,6	0,0	2,4
Total	25,4	7,6	1,8	2,5	37,4	20,0	6,8	1,8	1,6	30,2

Capacités brutes en construction de génération électrique renouvelable (GW) ^{(18),(19)}	1S26					1S25				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	0,1	0,1	0,0	0,0	0,3	0,3	0,1	0,0	0,0	0,4
Reste de l'Europe	0,7	0,1	0,8	0,7	2,3	0,5	0,2	0,8	0,3	1,9
Afrique	0,2	0,2	0,0	0,0	0,3	0,5	0,1	–	0,1	0,7
Moyen Orient	1,3	0,2	0,0	0,0	1,5	1,7	0,2	–	–	2,0
Amérique du Nord	1,8	0,4	0,0	0,3	2,5	1,2	–	–	0,5	1,7
Amérique du Sud	0,7	0,8	0,0	0,3	1,7	0,9	0,4	–	0,2	1,4
Inde	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	1,6	–	–	–	1,6
Asie Pacifique	0,5	0,0	0,0	0,0	0,5	0,1	–	–	–	0,1
Total	5,6	1,8	0,8	1,3	9,6	6,7	1,1	0,8	1,2	9,8

Capacités brutes en développement de génération électrique renouvelable (GW) ^{(18),(19)}	1S26					1S25				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	0,9	0,5	1,5	0,0	2,8	1,0	0,5	–	0,0	1,6
Reste de l'Europe	3,7	1,9	14,3	4,3	24,3	6,4	1,7	14,3	2,9	25,3
Afrique	1,1	0,5	0,0	0,0	1,6	0,5	0,2	–	–	0,7
Moyen Orient	0,8	0,0	0,0	0,0	0,8	0,6	–	–	–	0,6
Amérique du Nord	10,8	3,1	0,0	4,9	18,8	10,9	3,7	4,1	4,6	23,3
Amérique du Sud	0,7	1,0	0,0	0,0	1,8	1,2	1,4	–	0,0	2,6
Inde	1,4	0,0	0,0	0,0	1,4	2,0	0,1	–	–	2,1
Asie Pacifique	2,6	1,1	2,6	1,1	7,3	3,2	1,1	2,6	1,1	7,9
Total	21,9	8,1	18,4	10,4	58,8	25,8	8,6	21,0	8,6	64,1

(18) Dont 17,25% des capacités brutes de Adani Green Energy Ltd, 50% des capacités brutes de Clearway Energy Group, et 49% des capacités brutes de Casa dos Ventos.
(19) Données à fin de période.

1.10 Indicateurs alternatifs de performance (Non-GAAP measures)

1.10.1 Éléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)

(en millions de dollars)

	1S26	1S25
Résultat net (part TotalEnergies)	11 248	6 538
Éléments non-récurrents du résultat net (part TotalEnergies)	(1 299)	(448)
Plus ou moins value de cession	235	–
Charges de restructuration	(52)	–
Dépréciations et provisions exceptionnelles	(1 148)	(209)
Autres éléments	(334)	(239)
Effet de stock : écart FIFO / coût de remplacement, net d'impôt	1 217	(346)
Effet des variations de juste valeur	(91)	(438)
Total des éléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)	(173)	(1 232)
Résultat net ajusté (part TotalEnergies)	11 421	7 770

1.10.2 Réconciliation de l'EBITDA ajusté avec les états financiers consolidés

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

(en millions de dollars)	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
Résultat net (part TotalEnergies)	11 248	6 538	+72%
Moins : éléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)	173	1 232	-86%
Résultat net ajusté (part TotalEnergies)	11 421	7 770	+47%
<i>Éléments ajustés</i>			
Plus : intérêts ne conférant pas le contrôle	123	130	-5%
Plus : charge / (produit) d'impôt	6 689	5 033	+33%
Plus : amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	6 172	6 104	+1%
Plus : amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	185	179	+3%
Plus : coût de l'endettement financier brut	1 608	1 541	+4%
Moins : produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	(467)	(563)	ns
EBITDA ajusté	25 731	20 194	+27%

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

(en millions de dollars)	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
<i>Éléments ajustés</i>			
Produits des ventes	106 850	92 575	+15%
Achats, nets de variation de stocks	(66 853)	(59 096)	ns
Autres charges d'exploitation	(16 517)	(15 130)	ns
Charges d'exploration	(228)	(178)	ns
Autres produits	523	791	-34%
Autres charges hors amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	(278)	(449)	ns
Autres produits financiers	776	716	+8%
Autres charges financières	(407)	(452)	ns
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	1 865	1 417	+32%
EBITDA Ajusté	25 731	20 194	+27%
<i>Éléments ajustés</i>			
Moins : amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(6 172)	(6 104)	ns
Moins : amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	(185)	(179)	ns
Moins : coût de l'endettement financier brut	(1 608)	(1 541)	ns
Plus : produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	467	563	-17%
Moins : produit (charge) d'impôt	(6 689)	(5 033)	ns
Moins : intérêts ne conférant pas le contrôle	(123)	(130)	ns
Plus : éléments d'ajustements (part TotalEnergies)	(173)	(1 232)	ns
Résultat net (part TotalEnergies)	11 248	6 538	+72%

1.10.3 Investissements – Désinvestissements

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

(en millions de dollars)	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
Flux de trésorerie d'investissement (a)*	7 588	11 494	-34%
Autres opérations avec des intérêts ne conférant pas le contrôle (b)	-	-	ns
Remboursement organique de prêts SME (c)	106	60	+77%
Variation de dettes de projets renouvelables (d)**	64	(221)	ns
Capex liés aux contrats de location capitalisés (e)	138	198	-30%
Dépenses liées aux crédits carbone (f)	29	22	+32%
Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g - i + h)	7 925	11 553	-31%
dont acquisitions nettes (g - i)	(1 419)	2 233	ns
Acquisitions (g)	533	2 942	-82%
Cessions (i)	1 952	709	x2,8
Variation de dette de projets renouvelables (quote-part partenaire) et plus-value de cession	50	67	-25%
Dont investissements organiques (h)	9 344	9 320	-
Exploration capitalisée	162	148	+9%
Augmentation des prêts non courants	753	993	-24%
Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(1 293)	(359)	ns
Variation de dette de projets renouvelables (quote-part TotalEnergies)	114	(154)	ns

* Les flux de trésorerie d'investissement n'incluent pas les augmentations d'immobilisations corporelles résultant de l'accord de portage d'Apache sur le projet GranMorgu du bloc offshore 58 au Suriname qui ont donné lieu à un financement spécifique des fournisseurs comptabilisé en dettes financières. Ces augmentations s'établissent à 371 millions de dollars au 1^{er} semestre 2026. Le règlement de ces fournisseurs est classé en flux de financement.

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

1.10.4 Cash-flow

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

(en millions de dollars)	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
Flux de trésorerie d'exploitation (a)	14 219	8 523	67%
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b)*	(5 326)	(4 562)	ns
Effet de stock (c)	1 343	(379)	ns
Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	72	86	-16%
Remboursement organique de prêts SME (e)	106	60	+77%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a - b - c + d + e)	18 380	13 610	+35%
Frais financiers	(787)	(610)	ns
Marge brute d'autofinancement hors frais financiers (DACF)	19 167	14 220	+35%
Investissements organiques (g)	9 344	9 320	-
Cash-flow après investissements organiques (f - g)	9 036	4 290	x2,1
Investissements nets (h)	7 925	11 553	-31%
Cash flow net (f - h)	10 455	2 057	x5,1

* 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.

1.10.5 Ratio d'endettement

(en millions de dollars)	30/06/2026	31/03/2026	30/06/2025
Dettes financières courantes*	11 229	10 596	12 570
Autres passifs financiers courants	209	243	861
Actifs financiers courants***	(3 720)	(3 837)	(4 872)
Actifs et passifs financiers destinés à être cédés ou échangés*	114	3	41
Dettes financières non courantes*	41 157	43 468	39 161
Actifs financiers non courants*	(1 601)	(1 731)	(1 410)
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(27 678)	(25 693)	(20 424)
Dettes nettes (a)	19 710	23 049	25 927
Capitaux propres (part TotalEnergies)	128 408	122 541	116 642
Intérêts minoritaires (ne conférant pas le contrôle)	2 545	2 696	2 360
Capitaux propres (b)	130 953	125 237	119 002
Ratio d'endettement = a / (a + b)	13,1%	15,5%	17,9%
Dettes nettes de location (c)	8 904	8 491	8 907
Ratio d'endettement y compris dette nette de location (a+c)/(a+b+c)	17,9%	20,1%	22,6%

* Hors créances et dettes de location.

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

1.10.6 Rentabilité des capitaux employés moyens

Période du 1^{er} juillet 2025 au 30 juin 2026

(en millions de dollars)	Exploration & Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage & Chimie	Marketing & Services	Compagnie
Résultat opérationnel net ajusté	9 781	3 899	2 213	5 087	1 483	21 608
Capitaux employés au 30/06/2025	67 042	44 300	27 033	8 827	7 325	152 732
Capitaux employés au 30/06/2026	68 125	47 755	30 870	6 066	5 907	157 544
ROACE	14,5%	8,5%	7,6%	68,3%	22,4%	13,9%

1.10.7 Retour à l'actionnaire (Pay-out)

(en millions de dollars)	1S26	1S25	2025
Dividendes payés (actionnaires de la société mère)	4 217	3 745	8 121
Rachat d'actions propres hors frais et taxes	2 245	3 726	7 496
Payout ratio	33%	54%	55%

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

1.10.8.1 Exploration-Production

2 ^{ème} trimestre 2026	1 ^{er} trimestre 2026	2 ^{ème} trimestre 2025	2 ^{ème} trimestre 2026 vs 2025	(en millions de dollars)	6 mois 2026	6 mois 2025	6 mois 2026 vs 2025
1 822	2 398	3 106	-41%	Flux de trésorerie d'investissement (a)*	4 220	5 795	-27%
–	–	–	ns	Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle (b)	–	–	ns
–	–	–	ns	Remboursement organique de prêts SME (c)	–	–	ns
–	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables (d)**	–	–	ns
60	71	89	-33%	Capex liés aux contrats de location capitalisés (e)	131	198	-34%
1	28	20	-95%	Dépenses liées aux crédits carbone (f)	29	22	32%
1 883	2 497	3 215	-41%	Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g – i + h)	4 380	6 015	-27%
(348)	(227)	162	ns	dont acquisitions nettes (g – i)	(575)	278	ns
105	222	193	-46%	Acquisitions (g)	327	638	-49%
453	449	31	x14,6	Cessions (i)	902	360	x2,5
–	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables (quote-part partenaire) et plus-value de cession	–	–	ns
2 231	2 724	3 053	-27%	Dont investissements organiques (h)	4 955	5 737	-14%
64	68	30	x2,1	Exploration capitalisée	133	139	-4%
17	52	42	-60%	Augmentation des prêts non courants	69	124	-44%
(7)	(13)	(49)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(20)	(78)	ns
–	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables (quote-part TotalEnergies)	–	–	ns

* Les flux de trésorerie d'investissement n'incluent pas les augmentations d'immobilisations corporelles résultant de l'accord de portage d'Apache sur le projet GranMorgu du bloc offshore 58 au Suriname qui ont donné lieu à un financement spécifique des fournisseurs comptabilisé en dettes financières. Ces augmentations s'établissent à 218 millions de dollars au 1^{er} trimestre 2026, 153 millions de dollars au 2^e trimestre 2026 et 371 millions de dollars au 1^{er} semestre 2026. Le règlement de ces fournisseurs est classé en flux de financement.

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

1.10.8.2 Integrated LNG

2 ^{ème} trimestre 2026	1 ^{er} trimestre 2026	2 ^{ème} trimestre 2025	2 ^{ème} trimestre 2026 vs 2025	(en millions de dollars)	6 mois 2026	6 mois 2025	6 mois 2026 vs 2025
910	498	852	7%	Flux de trésorerie d'investissement (a)	1 408	1 744	-19%
–	–	–	ns	Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle (b)	–	–	ns
–	1	–	ns	Remboursement organique de prêts SME (c)	1	1	ns
–	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables (d)*	–	–	ns
2	3	1	100%	Capex liés aux contrats de location capitalisés (e)	5	–	ns
–	–	–	ns	Dépenses liées aux crédits carbone (f)	–	–	ns
912	502	853	7%	Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g – i + h)	1 414	1 745	-19%
4	92	110	-96%	dont acquisitions nettes (g – i)	96	250	-62%
7	92	110	-94%	Acquisitions (g)	99	254	-61%
3	–	–	ns	Cessions (i)	3	4	-25%
–	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables (quote-part partenaire) et plus-value de cession	–	–	ns
908	410	743	22%	Dont investissements organiques (h)	1 318	1 495	-12%
24	5	7	x3,4	Exploration capitalisée	29	9	x3,2
71	69	187	-62%	Augmentation des prêts non courants	140	369	-62%
39	(150)	(25)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(111)	(30)	ns
–	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables (quote-part TotalEnergies)	–	–	ns

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

1.10.8.3 Integrated Power

2 ^{ème} trimestre 2026	1 ^{er} trimestre 2026	2 ^{ème} trimestre 2025	2 ^{ème} trimestre 2026 vs 2025		6 mois 2026	6 mois 2025	6 mois 2026 vs 2025
63	683	2 156	-97%	(en millions de dollars)			
–	–	–	ns	Flux de trésorerie d'investissement (a)	746	3 034	-75%
57	48	54	6%	Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle (b)	–	–	ns
50	14	(221)	ns	Remboursement organique de prêts SME (c)	105	59	78%
1	1	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables (d)*	64	(221)	ns
–	–	–	ns	Capex liés aux contrats de location capitalisés (e)	2	–	ns
171	746	1 989	-91%	Dépenses liées aux crédits carbone (f)	–	–	ns
(749)	(77)	1 568	ns	Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g – i + h)	917	2 872	-68%
26	3	1 791	-99%	dont acquisitions nettes (g – i)	(826)	1 806	ns
775	80	223	x3,5	Acquisitions (g)	29	2 036	-99%
68	(18)	67	1%	Cessions (i)	855	230	x3,7
920	823	421	x2,2	Variation de dette de projets renouvelables (quote-part partenaire) et plus-value de cession	50	67	-25%
–	–	–	ns	Dont investissements organiques (h)	1 743	1 066	63%
320	101	150	x2,1	Exploration capitalisée	–	–	ns
(1 014)	(72)	(137)	ns	Augmentation des prêts non courants	421	418	1%
118	(4)	(154)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(1 086)	(183)	ns
				Variation de dette de projets renouvelables (quote-part TotalEnergies)	114	(154)	ns

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

1.10.8.4 Raffinage-Chimie

2 ^{ème} trimestre 2026	1 ^{er} trimestre 2026	2 ^{ème} trimestre 2025	2 ^{ème} trimestre 2026 vs 2025		6 mois 2026	6 mois 2025	6 mois 2026 vs 2025
365	593	309	18%	(en millions de dollars)			
–	–	–	ns	Flux de trésorerie d'investissement (a)	958	545	76%
–	–	–	ns	Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle (b)	–	–	ns
–	–	–	ns	Remboursement organique de prêts SME (c)	–	–	ns
–	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables (d)*	–	–	ns
–	–	–	ns	Capex liés aux contrats de location capitalisés (e)	–	–	ns
–	–	–	ns	Dépenses liées aux crédits carbone (f)	–	–	ns
365	593	309	18%	Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g – i + h)	958	545	76%
(1)	75	(24)	ns	dont acquisitions nettes (g – i)	74	(24)	ns
–	75	11	ns	Acquisitions (g)	75	11	x6,8
1	–	35	-97%	Cessions (i)	1	35	-97%
–	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables (quote-part partenaire) et plus-value de cession	–	–	ns
366	518	333	10%	Dont investissements organiques (h)	884	569	55%
–	–	–	ns	Exploration capitalisée	–	–	ns
32	69	17	88%	Augmentation des prêts non courants	101	27	x3,7
(19)	(23)	(7)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(42)	(13)	ns
–	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables (quote-part TotalEnergies)	–	–	ns

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

1.10.8.5 Marketing & Services

2 ^{ème} trimestre 2026	1 ^{er} trimestre 2026	2 ^{ème} trimestre 2025	2 ^{ème} trimestre 2026 vs 2 ^{ème} trimestre 2025	(en millions de dollars)	6 mois 2026	6 mois 2025	6 mois 2026 vs 6 mois 2025
19	100	196	-90%	Flux de trésorerie d'investissement (a)	119	271	-56%
–	–	–	ns	Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle (b)	–	–	ns
–	–	–	ns	Remboursement organique de prêts SME (c)	–	–	ns
–	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables (d)*	–	–	ns
–	–	–	ns	Capex liés aux contrats de location capitalisés (e)	–	–	ns
–	–	–	ns	Dépenses liées aux crédits carbone (f)	–	–	ns
19	100	196	-90%	Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g – i + h)	119	271	-56%
(155)	(36)	(3)	ns	dont acquisitions nettes (g – i)	(191)	(78)	ns
–	–	1	ns	Acquisitions (g)	–	3	-100%
155	36	4	x38,8	Cessions (i)	191	81	x2,4
–	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables (quote-part partenaire) et plus-value de cession	–	–	ns
174	136	199	-13%	Dont investissements organiques (h)	310	349	-11%
–	–	–	ns	Exploration capitalisée	–	–	ns
11	10	26	-58%	Augmentation des prêts non courants	21	44	-52%
(20)	(13)	(22)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(33)	(39)	ns
–	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables (quote-part TotalEnergies)	–	–	ns

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

1.10.9 Tableau de passage des flux de trésorerie d'exploitation à la marge brute d'auto-financement

1.10.9.1 Exploration-Production

2 ^{ème} trimestre 2026	1 ^{er} trimestre 2026	2 ^{ème} trimestre 2025	2 ^{ème} trimestre 2026 vs 2 ^{ème} trimestre 2025	(en millions de dollars)	6 mois 2026	6 mois 2025	6 mois 2026 vs 6 mois 2025
5 546	2 969	3 675	51%	Flux de trésorerie d'exploitation (a)	8 515	6 941	23%
(231)	(1 595)	(85)	ns	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b)	(1 826)	(1 110)	ns
–	–	–	ns	Effet de stock (c)	–	–	ns
–	–	–	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	–	–	ns
–	–	–	ns	Remboursement organique de prêts SME (e)	–	–	ns
5 777	4 564	3 760	54%	Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a – b – c + d + e)	10 341	8 051	28%

1.10.9.2 Integrated LNG

2 ^{ème} trimestre 2026	1 ^{er} trimestre 2026	2 ^{ème} trimestre 2025	2 ^{ème} trimestre 2026 vs 2 ^{ème} trimestre 2025	(en millions de dollars)	6 mois 2026	6 mois 2025	6 mois 2026 vs 6 mois 2025
2 137	(1 120)	539	x4	Flux de trésorerie d'exploitation (a)	1 017	2 282	-55%
1 304	(2 904)	(620)	ns	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b)*	(1 600)	(125)	ns
–	–	–	ns	Effet de stock (c)	–	–	ns
–	–	–	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	–	–	ns
–	1	–	ns	Remboursement organique de prêts SME (e)	1	1	ns
833	1 785	1 159	-28%	Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a – b – c + d + e)	2 618	2 408	9%

* 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.

1.10.9.3 Integrated Power

2 ^{ème} trimestre 2026	1 ^{er} trimestre 2026	2 ^{ème} trimestre 2025	2 ^{ème} trimestre 2026 vs 2 ^{ème} trimestre 2025	(en millions de dollars)	6 mois 2026	6 mois 2025	6 mois 2026 vs 6 mois 2025
(239)	(145)	799	ns	Flux de trésorerie d'exploitation (a)	(384)	400	ns
(853)	(649)	377	ns	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b)*	(1 502)	(614)	ns
–	–	–	ns	Effet de stock (c)	–	–	ns
50	22	86	-42%	Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	72	86	-16%
57	48	54	6%	Remboursement organique de prêts SME (e)	105	59	78%
721	574	562	28%	Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a – b – c + d + e)	1 295	1 159	12%

* 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.

1.10.9.4 Raffinage-Chimie

2 ^{ème} trimestre 2026	1 ^{er} trimestre 2026	2 ^{ème} trimestre 2025	2 ^{ème} trimestre 2026 vs 2 ^{ème} trimestre 2025	(en millions de dollars)	6 mois 2026	6 mois 2025	6 mois 2026 vs 6 mois 2025
3 565	1 564	887	x4	Flux de trésorerie d'exploitation (a)	5 129	(1 096)	ns
1 929	(1 501)	362	x5,3	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b)	428	(2 181)	ns
(394)	1 349	(247)	ns	Effet de stock (c)	955	(320)	ns
–	–	–	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	–	–	ns
–	–	–	ns	Remboursement organique de prêts SME (e)	–	–	ns
2 030	1 716	772	x2,6	Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a – b – c + d + e)	3 746	1 405	x2,7

1.10.9.5 Marketing & Services

2 ^{ème} trimestre 2026	1 ^{er} trimestre 2026	2 ^{ème} trimestre 2025	2 ^{ème} trimestre 2026 vs 2 ^{ème} trimestre 2025	(en millions de dollars)	6 mois 2026	6 mois 2025	6 mois 2026 vs 6 mois 2025
549	1 068	628	-13%	Flux de trésorerie d'exploitation (a)	1 617	1 196	35%
(186)	148	(58)	ns	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b)	(38)	60	ns
(112)	500	(25)	ns	Effet de stock (c)	388	(59)	ns
–	–	–	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	–	–	ns
–	–	–	ns	Remboursement organique de prêts SME (e)	–	–	ns
847	420	711	19%	Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a – b – c + d + e)	1 267	1 195	6%

1.10.10 Réconciliation des capitaux employés (bilan) et calcul du ROACE

(en millions de dollars)	Exploration – Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage – Chimie	Marketing & Services	Corporate	Éliminations de consolidation	Compagnie
Résultat opérationnel net ajusté 2 ^{ème} trimestre 2026	3 231	807	533	1 800	500	(276)	–	6 595
Résultat opérationnel net ajusté 1 ^{er} trimestre 2026	2 576	1 318	545	1 599	262	(308)	–	5 992
Résultat opérationnel net ajusté 4 ^{ème} trimestre 2025	1 805	922	564	1 001	341	(191)	–	4 442
Résultat opérationnel net ajusté 3 ^{ème} trimestre 2025	2 169	852	571	687	380	(80)	–	4 579
Résultat opérationnel net ajusté (a)	9 781	3 899	2 213	5 087	1 483	(855)	–	21 608

Bilan au 30 juin 2026

Immobilisations corporelles et incorporelles	87 288	30 311	14 610	13 039	6 738	1 534	–	153 520
Titres et prêts des sociétés mises en équivalence	5 137	18 365	15 740	4 560	861	–	–	44 663
Autres actifs non courants	1 950	2 444	1 389	757	1 062	9	–	7 611
<i>Stocks</i>	<i>1 858</i>	<i>1 487</i>	<i>575</i>	<i>13 347</i>	<i>4 106</i>	<i>–</i>	<i>–</i>	<i>21 373</i>
<i>Clients et comptes rattachés</i>	<i>6 136</i>	<i>9 665</i>	<i>3 594</i>	<i>21 974</i>	<i>8 922</i>	<i>1 705</i>	<i>(30 812)</i>	<i>21 184</i>
<i>Autres créances</i>	<i>7 771</i>	<i>13 802</i>	<i>4 185</i>	<i>4 003</i>	<i>3 642</i>	<i>4 644</i>	<i>(9 071)</i>	<i>28 976</i>
<i>Fournisseurs et comptes rattachés</i>	<i>(6 332)</i>	<i>(11 033)</i>	<i>(4 669)</i>	<i>(37 582)</i>	<i>(11 361)</i>	<i>(1 131)</i>	<i>30 670</i>	<i>(41 438)</i>
<i>Autres créditeurs et dettes diverses</i>	<i>(12 188)</i>	<i>(12 446)</i>	<i>(3 674)</i>	<i>(8 890)</i>	<i>(6 394)</i>	<i>(8 729)</i>	<i>9 213</i>	<i>(43 108)</i>
Besoin en fonds de roulement	(2 755)	1 475	11	(7 148)	(1 085)	(3 511)	–	(13 013)
Provisions et autres passifs non courants	(23 857)	(4 840)	(1 381)	(3 554)	(1 234)	789	–	(34 077)
Actifs et passifs destinés à être cédés ou échangés - Capitaux employés	362	–	501	–	–	–	–	863
Capitaux employés (Bilan)	68 125	47 755	30 870	7 654	6 342	(1 179)	–	159 567
Moins effet de stock	–	–	–	(1 588)	(435)	–	–	(2 023)
Capitaux Employés au coût de remplacement (b)	68 125	47 755	30 870	6 066	5 907	(1 179)	–	157 544

Bilan au 30 juin 2025

Immobilisations corporelles et incorporelles	85 970	29 063	17 159	12 746	7 139	763	–	152 840
Titres et prêts des sociétés mises en équivalence	4 349	16 955	10 304	3 963	1 086	–	–	36 657
Autres actifs non courants	3 685	2 210	1 771	699	1 089	329	–	9 783
<i>Stocks</i>	<i>1 565</i>	<i>1 027</i>	<i>574</i>	<i>10 773</i>	<i>3 336</i>	<i>–</i>	<i>–</i>	<i>17 275</i>
<i>Clients et comptes rattachés</i>	<i>5 841</i>	<i>6 227</i>	<i>4 554</i>	<i>20 019</i>	<i>8 369</i>	<i>1 148</i>	<i>(24 904)</i>	<i>21 254</i>
<i>Autres créances</i>	<i>6 848</i>	<i>8 899</i>	<i>5 206</i>	<i>2 723</i>	<i>2 955</i>	<i>5 627</i>	<i>(8 098)</i>	<i>24 160</i>
<i>Fournisseurs et comptes rattachés</i>	<i>(6 884)</i>	<i>(7 473)</i>	<i>(6 333)</i>	<i>(32 438)</i>	<i>(9 932)</i>	<i>(1 049)</i>	<i>24 821</i>	<i>(39 288)</i>
<i>Autres créditeurs et dettes diverses</i>	<i>(9 785)</i>	<i>(8 541)</i>	<i>(4 484)</i>	<i>(5 171)</i>	<i>(5 385)</i>	<i>(9 487)</i>	<i>8 181</i>	<i>(34 672)</i>
Besoin en fonds de roulement	(2 415)	139	(483)	(4 094)	(657)	(3 761)	–	(11 271)
Provisions et autres passifs non courants	(25 111)	(4 260)	(1 719)	(3 577)	(1 222)	874	–	(35 015)
Actifs et passifs destinés à être cédés ou échangés - Capitaux employés	564	193	1	–	84	–	–	842
Capitaux employés (Bilan)	67 042	44 300	27 033	9 737	7 519	(1 795)	–	153 836
Moins effet de stock	–	–	–	(910)	(194)	–	–	(1 104)
Capitaux Employés au coût de remplacement (c)	67 042	44 300	27 033	8 827	7 325	(1 795)	–	152 732

ROACE en pourcentage (a / moyenne (b + c))	14,5%	8,5%	7,6%	68,3%	22,4%	–	–	13,9%
---	--------------	-------------	-------------	--------------	--------------	----------	----------	--------------

1.10.11 Réconciliation du résultat net de l'ensemble consolidé au résultat opérationnel net ajusté

(en millions de dollars)	2 ^{ème} trimestre 2026	1 ^{er} trimestre 2026	2 ^{ème} trimestre 2025	6 mois 2026	6 mois 2025
Résultat net de l'ensemble consolidé (a)	5 475	5 932	2 746	11 407	6 667
Coût net de la dette nette (b)	(523)	(520)	(486)	(1 043)	(871)
Éléments non-récurrents du résultat opérationnel net	(268)	(1 031)	(361)	(1 299)	(483)
Plus ou moins-value de cession	(17)	252	–	235	–
Charges de restructuration	(30)	(22)	–	(52)	–
Dépréciations et provisions exceptionnelles	–	(1 148)	(209)	(1 148)	(209)
Autres éléments	(221)	(113)	(152)	(334)	(274)
Effet de stock : écart FIFO / coût de remplacement, net d'impôt	(298)	1 551	(269)	1 253	(347)
Effet des variations de juste valeur	(31)	(60)	(283)	(91)	(438)
Total des éléments d'ajustement du résultat opérationnel net (c)	(597)	460	(913)	(137)	(1 268)
Résultat opérationnel net ajusté (a – b – c)	6 595	5 992	4 145	12 587	8 806

1.11 Principaux risques et incertitudes pour les six mois restants de l'exercice 2026

Les activités de la Compagnie sont exposées à certains facteurs de risque notamment sur les plans politique, économique, monétaire, juridique, environnemental, social, sectoriel, concurrentiel, opérationnel ou financier. Une description de ces facteurs de risque figure dans le Document d'enregistrement universel de TotalEnergies afférent à l'exercice 2025 et déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 27 mars 2026. Ces risques sont susceptibles de survenir non seulement pendant les six mois restants de l'exercice en cours, mais également durant les exercices ultérieurs.

Par ailleurs, une description de certains risques en cours figure en annexe aux comptes consolidés condensés du premier semestre 2026 (page 55 du présent rapport financier semestriel).

1.12 Principales transactions entre parties liées

Les informations sur les principales transactions entre parties liées relatives au semestre clos le 30 juin 2026 figurent en note 6 de l'annexe aux comptes consolidés condensés du premier semestre 2026 (page 55 du présent rapport financier semestriel).

Avertissement

Sauf indication contraire, 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 » et « 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. Le terme « Société » utilisé dans ce document est utilisé pour désigner exclusivement TotalEnergies SE, société mère de la Compagnie.

Ce document peut contenir des déclarations prospectives (incluant des *forward-looking statements* au sens du Private Securities Litigation Reform Act de 1995), concernant notamment la situation financière, les résultats d'opérations, les activités et la stratégie de TotalEnergies et les attentes concernant les rendements pour les actionnaires, notamment en ce qui concerne les dividendes futurs et les rachats d'actions. Ce document peut également contenir des indications sur les perspectives, objectifs, axes de progrès et ambitions de TotalEnergies SE, notamment en ce qui concerne le changement climatique et la neutralité carbone. Une ambition exprime un résultat souhaité par TotalEnergies, étant précisé que les moyens à mettre en œuvre pour l'atteindre ne dépendent pas uniquement de TotalEnergies.

Ces déclarations prospectives peuvent être identifiées par l'utilisation du futur, du conditionnel ou de termes à caractère prospectif tels que « sera », « devrait », « pourrait », « serait », « peut », « vraisemblablement », « envisager », « avoir l'intention », « anticiper », « croire », « estimer », « considérer », « planifier », « prévoir », « penser », « avoir pour objectif », « avoir pour ambition », « s'engager », « viser » ou toute terminologie similaire. Ces déclarations prospectives contenues dans ce document sont fondées sur des données économiques, hypothèses et estimations établies dans un contexte économique, concurrentiel et réglementaire donné et considérées comme raisonnables par TotalEnergies à la date de publication 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 sont incertaines et sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées avec un écart significatif entre les résultats réels et ceux envisagés, en raison notamment des incertitudes liées 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 dans la production et l'estimation des réserves, la capacité à réduire les coûts et à améliorer l'efficacité opérationnelle sans perturber indûment les opérations, les changements législatifs et réglementaires, notamment en matière d'environnement et de climat, les fluctuations monétaires, les innovations technologiques, les conditions et événements météorologiques, ainsi que les évolutions sociodémographiques, économiques et politiques, les changements dans les conditions de marché, la perte de parts de marché, les modifications des préférences des consommateurs ou les pandémies, ainsi que les autres facteurs de risque décrits régulièrement dans les documents de la Société, notamment son Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers, son rapport annuel (Form 20-F) déposé auprès de la Securities and Exchange Commission (« SEC »), ainsi que les autres rapports déposés ou transmis à la SEC.

Les décisions relatives à de futurs acomptes sur dividende ou dividendes annuels définitifs, postérieurs à l'acompte sur dividende payable le 5 janvier 2027 (ou le 22 janvier 2027 pour les détenteurs inscrits au registre américain), n'ont pas encore été arrêtées par le Conseil d'administration ou approuvées par les actionnaires en assemblée générale. Les attentes de la direction concernant les dividendes futurs constituent des déclarations prospectives et ne sont pas contraignantes. Le Conseil d'administration conserve toute latitude pour décider de distribuer un acompte sur dividende, en déterminer le montant et la date de versement, ainsi que pour arrêter le dividende qui sera soumis à l'approbation des actionnaires en assemblée générale, en fonction de divers facteurs, notamment les résultats financiers de TotalEnergies, la solidité de son bilan, ses besoins de trésorerie et en terme de liquidité,

ses perspectives, les prix des matières premières et tout autre élément jugé pertinent par le Conseil d'administration.

Les lecteurs ne doivent pas considérer les déclarations prospectives comme des données certaines, mais comme l'expression du point de vue de la Société à la date de publication du présent document.

TotalEnergies SE et ses filiales n'ont aucune obligation, ne prennent aucun engagement et déclinent expressément toute responsabilité vis-à-vis des investisseurs ou de toute autre partie prenante de mettre à jour ou de réviser, en particulier en raison d'informations nouvelles ou d'événements futurs, tout ou partie des déclarations, informations prospectives, tendances ou objectifs contenus dans ce document. Par ailleurs, la Société n'a pas vérifié et n'est pas tenue de vérifier les données provenant de tiers contenues dans ce document ou utilisées pour les hypothèses, estimations ou, plus généralement, les données prospectives publiées 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 décrites dans la version la plus récente du Document d'enregistrement universel déposé par TotalEnergies SE auprès de l'Autorité des marchés financiers et dans le rapport annuel (20-F) déposé auprès de la SEC.

En outre, les développements relatifs au changement climatique et à d'autres enjeux environnementaux ou sociaux présentés dans ce document reposent sur différents cadres de référence et prennent en considération les intérêts de diverses parties prenantes, lesquels sont susceptibles d'évoluer indépendamment de notre volonté. Par ailleurs, nos informations publiées sur ces thématiques, y compris celles relatives au changement climatique et à d'autres enjeux environnementaux ou sociaux, peuvent inclure des éléments qui ne sont pas nécessairement considérés comme « significatifs » (« material ») au sens des lois américaines sur les valeurs mobilières applicables aux obligations d'information auprès de la SEC, ni au regard du droit des marchés financiers concernés.

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 décrits ci-après (résultat opérationnel net ajusté, résultat net ajusté), le cash flow net, le cash flow après investissements organiques, le ratio d'endettement normalisé, la rentabilité des capitaux propres (Return on Equity – ROE), la rentabilité des capitaux employés moyens (Return on Average Capital Employed – ROACE), le ratio d'endettement (gearing ratio), la marge brute d'autofinancement, le DACF (debt adjusted cash flow), ainsi que le taux de retour à l'actionnaire (payout). 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 évaluer la performance de TotalEnergies.

Les informations financières sectorielles sont présentées conformément au système de reporting interne et reflètent les données sectorielles internes utilisées pour gérer et évaluer la performance de TotalEnergies. TotalEnergies évalue sa performance au niveau de chaque secteur d'activité sur la base du résultat net opérationnel ajusté.

Ces éléments d'ajustement comprennent :

(i) les éléments non récurrents

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

(ii) l'effet de stock

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

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

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

(iii) l'effet des variations de juste valeur

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

Les normes IFRS prévoient que les stocks de trading soient comptabilisés à leur juste valeur en utilisant les cours spot de fin de

période. Afin de refléter au mieux la gestion par des transactions dérivées de l'exposition économique liée à ces stocks, les indicateurs internes de mesure de la performance intègrent une valorisation des stocks de trading en juste valeur sur la base de cours *forward*.

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

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

Dans ce cadre, les résultats ajustés (résultat opérationnel 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 – 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 le site internet de la Société 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.



2

Comptes consolidés au 30 juin 2026

2.1	Rapport des commissaires aux comptes sur l'information financière semestrielle	38	2.8	Tableau de flux de trésorerie consolidé – trimestriel	45
2.2	Compte de résultat consolidé – semestriel	39	2.9	Variation des capitaux propres consolidés	46
2.3	Résultat global consolidé – semestriel	40	2.10	Annexe aux comptes consolidés au 30 juin 2026 (non auditée)	47
2.4	Compte de résultat consolidé – trimestriel	41	1)	Base de préparation des comptes consolidés	47
2.5	Résultat global consolidé – trimestriel	42	2)	Évolution de la composition de la Compagnie	47
2.6	Bilan consolidé	43	3)	Informations par secteur d'activité	49
2.7	Tableau de flux de trésorerie consolidé – semestriel	44	4)	Capitaux propres	53
			5)	Emprunts et dettes financières	55
			6)	Parties liées	55
			7)	Autres risques et engagements	55
			8)	Événements postérieurs à la clôture	56

2.1 Rapport des commissaires aux comptes sur l'information financière semestrielle

Période du 1^{er} janvier au 30 juin 2026

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale et en application de l'article L. 451-1-2 III du Code monétaire et financier, nous avons procédé à :

- l'examen limité des comptes semestriels consolidés condensés de la société TotalEnergies SE, relatifs à la période du 1^{er} janvier au 30 juin 2026, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité.

Ces comptes semestriels consolidés condensés ont été établis sous la responsabilité du conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre examen limité, d'exprimer notre conclusion sur ces comptes.

I – Conclusion sur les comptes

Nous avons effectué notre examen limité selon les normes d'exercice professionnel applicables en France.

Un examen limité consiste essentiellement à s'entretenir avec les membres de la direction en charge des aspects comptables et financiers et à mettre en œuvre des procédures analytiques. Ces travaux sont moins étendus que ceux requis pour un audit effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. En conséquence, l'assurance que les comptes, pris dans leur ensemble, ne comportent pas d'anomalies significatives obtenue dans le cadre d'un examen limité est une assurance modérée, moins élevée que celle obtenue dans le cadre d'un audit.

Sur la base de notre examen limité, nous n'avons pas relevé d'anomalies significatives de nature à remettre en cause la conformité des comptes semestriels consolidés condensés avec la norme IAS 34, norme du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne relative à l'information financière intermédiaire.

II – Vérification spécifique

Nous avons également procédé à la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité commentant les comptes semestriels consolidés condensés sur lesquels a porté notre examen limité.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes semestriels consolidés condensés.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 22 juillet 2026

Les Commissaires aux Comptes,

PricewaterhouseCoopers Audit

ERNST & YOUNG Audit

Olivier Lotz

Séverine Scheer

Yvon Salaün

Vincent Coste

Associé

Associée

Associé

Associé

2.2 Compte de résultat consolidé – semestriel

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars) ^(a)	1 ^{er} semestre 2026	1 ^{er} semestre 2025
Chiffre d'affaires	115 934	101 881
Droits d'accises	(9 321)	(9 306)
Produits des ventes	106 613	92 575
Achats, nets de variation de stocks	(65 655)	(60 013)
Autres charges d'exploitation	(16 713)	(15 398)
Charges d'exploration	(228)	(178)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(6 281)	(6 256)
Autres produits	801	791
Autres charges	(1 504)	(578)
Coût de l'endettement financier brut	(1 608)	(1 541)
Produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	467	617
Coût de l'endettement financier net	(1 141)	(924)
Autres produits financiers	776	747
Autres charges financières	(407)	(452)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	2 088	1 192
Produit (Charge) d'impôt	(6 942)	(4 839)
Résultat net de l'ensemble consolidé	11 407	6 667
Part TotalEnergies	11 248	6 538
Intérêts ne conférant pas le contrôle	159	129
Résultat net par action (en dollars)	5,11	2,88
Résultat net dilué par action (en dollars)	5,06	2,85

(a) Excepté pour les résultats nets par action.

2.3 Résultat global consolidé – semestriel

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)	1 ^{er} semestre 2026	1 ^{er} semestre 2025
Résultat net de l'ensemble consolidé	11 407	6 667
Autres éléments du résultat global		
Pertes et gains actuariels	22	16
Variation de juste valeur des placements en instruments de capitaux propres	83	64
Effet d'impôt	(32)	(19)
Écart de conversion de consolidation de la société mère	(2 649)	8 690
Sous-total des éléments ne pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	(2 576)	8 751
Écart de conversion de consolidation	2 477	(6 709)
Couverture de flux futurs	1 391	(668)
Variation du basis spread des opérations en monnaie étrangère	5	19
Quote-part du résultat global des sociétés mises en équivalence, net d'impôt	218	(274)
Autres éléments	3	7
Effet d'impôt	(348)	156
Sous-total des éléments pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	3 746	(7 469)
Total autres éléments du résultat global (après impôt)	1 170	1 282
Résultat global	12 577	7 949
– Part TotalEnergies	12 415	7 759
– Intérêts ne conférant pas le contrôle	162	190

2.4 Compte de résultat consolidé – trimestriel

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars) ^(a)	2 ^{ème} trimestre 2026	1 ^{er} trimestre 2026	2 ^{ème} trimestre 2025
Chiffre d'affaires	61 771	54 163	49 627
Droits d'accises	(4 674)	(4 647)	(4 951)
Produits des ventes	57 097	49 516	44 676
Achats, nets de variation de stocks	(38 308)	(27 347)	(29 158)
Autres charges d'exploitation	(8 038)	(8 675)	(7 834)
Charges d'exploration	(95)	(133)	(97)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(3 075)	(3 206)	(3 258)
Autres produits	330	471	544
Autres charges	(279)	(1 225)	(287)
Coût de l'endettement financier brut	(817)	(791)	(816)
Produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	245	222	327
Coût de l'endettement financier net	(572)	(569)	(489)
Autres produits financiers	482	294	429
Autres charges financières	(184)	(223)	(203)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	1 271	817	529
Produit (Charge) d'impôt	(3 154)	(3 788)	(2 106)
Résultat net de l'ensemble consolidé	5 475	5 932	2 746
Part TotalEnergies	5 438	5 810	2 687
Intérêts ne conférant pas le contrôle	37	122	59
Résultat net par action (en dollars)	2,44	2,68	1,18
Résultat net dilué par action (en dollars)	2,41	2,64	1,17

(a) Excepté pour les résultats nets par action.

2.5 Résultat global consolidé - trimestriel

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)	2 ^{ème} trimestre 2026	1 ^{er} trimestre 2026	2 ^{ème} trimestre 2025
Résultat net de l'ensemble consolidé	5 475	5 932	2 746
Autres éléments du résultat global			
Pertes et gains actuariels	21	1	16
Variation de juste valeur des placements en instruments de capitaux propres	(29)	112	52
Effet d'impôt	(7)	(25)	(20)
Écart de conversion de consolidation de la société mère	(857)	(1 792)	5 808
Sous-total des éléments ne pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	(872)	(1 704)	5 856
Écart de conversion de consolidation	573	1 904	(4 692)
Couverture de flux futurs	454	937	165
Variation du basis spread des opérations en monnaie étrangère	1	4	4
Quote-part du résultat global des sociétés mises en équivalence, net d'impôt	63	155	(174)
Autres éléments	2	1	–
Effet d'impôt	(113)	(235)	(49)
Sous-total des éléments pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	980	2 766	(4 746)
Total autres éléments du résultat global (après impôt)	108	1 062	1 110
Résultat global	5 583	6 994	3 856
– Part TotalEnergies	5 531	6 884	3 752
– Intérêts ne conférant pas le contrôle	52	110	104

2.6 Bilan consolidé

TotalEnergies

(en millions de dollars)	30 juin 2026 (non audité)	31 mars 2026 (non audité)	31 décembre 2025	30 juin 2025 (non audité)
ACTIF				
Actifs non courants				
Immobilisations incorporelles	35 631	36 387	37 345	36 687
Immobilisations corporelles	117 889	116 240	114 694	116 153
Sociétés mises en équivalence : titres et prêts	44 663	39 123	38 090	36 657
Autres titres	2 099	2 097	1 914	2 176
Actifs financiers non courants	2 702	2 877	3 270	2 691
Impôts différés	2 939	2 986	3 358	3 550
Autres actifs non courants	2 573	2 640	2 915	4 057
Total actifs non courants	208 496	202 350	201 586	201 971
Actifs courants				
Stocks	21 373	23 932	16 663	17 275
Clients et comptes rattachés	21 184	22 977	18 559	21 254
Autres créances	28 976	33 877	20 437	24 160
Actifs financiers courants	4 039	4 173	3 332	5 183
Trésorerie et équivalents de trésorerie	27 678	25 693	26 202	20 424
Actifs destinés à être cédés ou échangés	2 015	1 560	4 276	2 550
Total actifs courants	105 265	112 212	89 469	90 846
Total actif	313 761	314 562	291 055	292 817
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES				
Capitaux propres				
Capital	7 280	7 007	7 059	7 262
Primes et réserves consolidées	139 898	133 317	125 860	128 103
Écarts de conversion	(14 146)	(13 900)	(14 033)	(13 564)
Actions autodétenues	(4 624)	(3 883)	(4 003)	(5 159)
Total des capitaux propres - part TotalEnergies	128 408	122 541	114 883	116 642
Intérêts ne conférant pas le contrôle	2 545	2 696	2 640	2 360
Total des capitaux propres	130 953	125 237	117 523	119 002
Passifs non courants				
Impôts différés	13 347	12 990	12 634	12 729
Engagements envers le personnel	1 996	1 974	2 018	1 974
Provisions et autres passifs non courants	18 734	18 693	17 322	20 312
Dettes financières non courantes	49 525	51 426	48 995	47 584
Total passifs non courants	83 602	85 083	80 969	82 599
Passifs courants				
Fournisseurs et comptes rattachés	41 438	42 693	38 065	39 288
Autres créditeurs et dettes diverses	43 108	47 512	36 344	34 672
Dettes financières courantes	13 183	12 582	12 038	14 637
Autres passifs financiers courants	209	243	388	861
Passifs relatifs aux actifs destinés à être cédés ou échangés	1 268	1 212	5 728	1 758
Total passifs courants	99 206	104 242	92 563	91 216
Total passif et capitaux propres	313 761	314 562	291 055	292 817

2.7 Tableau de flux de trésorerie consolidé – semestriel

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)	1 ^{er} semestre 2026	1 ^{er} semestre 2025
FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION		
Résultat net de l'ensemble consolidé	11 407	6 667
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	7 246	6 446
Provisions et impôts différés	1 190	336
(Plus) Moins-value sur cessions d'actifs	(586)	(310)
Dividendes moins quote-part des résultats des sociétés mises en équivalence	(252)	(525)
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement	(5 305)	(4 183)
Autres, nets	519	92
Flux de trésorerie d'exploitation	14 219	8 523
FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT		
Investissements corporels et incorporels	(8 853)	(8 988)
Coût d'acquisition de sociétés consolidées, net de la trésorerie acquise	(85)	(1 859)
Coût d'acquisition de titres	(782)	(730)
Augmentation des prêts non courants	(753)	(993)
Investissements	(10 473)	(12 570)
Produits de cession d'actifs corporels et incorporels	681	370
Produits de cession de titres consolidés, net de la trésorerie cédée	532	271
Produits de cession d'autres titres	273	16
Remboursement de prêts non courants	1 399	419
Désinvestissements	2 885	1 076
Flux de trésorerie d'investissement	(7 588)	(11 494)
FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT		
Variation de capital :		
– actionnaires de la société mère	363	492
– actions propres	(2 286)	(3 859)
Dividendes payés :		
– aux actionnaires de la société mère	(4 217)	(3 745)
– aux intérêts ne conférant pas le contrôle	(175)	(312)
Émission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	1 751	(1 139)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(194)	(155)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	(53)	(51)
Émission nette d'emprunts non courants	3 668	3 688
Variation des dettes financières courantes	(3 277)	(206)
Variation des actifs et passifs financiers courants	(342)	2 005
Flux de trésorerie de financement	(4 762)	(3 282)
Augmentation (diminution) de la trésorerie	1 869	(6 253)
Incidence des variations de change	(393)	833
Trésorerie en début de période	26 202	25 844
Trésorerie en fin de période	27 678	20 424

2.8 Tableau de flux de trésorerie consolidé – trimestriel

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)	2 ^{ème} trimestre 2026	1 ^{er} trimestre 2026	2 ^{ème} trimestre 2025
FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION			
Résultat net de l'ensemble consolidé	5 475	5 932	2 746
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	3 097	4 149	3 360
Provisions et impôts différés	599	591	127
(Plus) Moins-value sur cessions d'actifs	(266)	(320)	(335)
Dividendes moins quote-part des résultats des sociétés mises en équivalence	(65)	(187)	(102)
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement	1 663	(6 968)	49
Autres, nets	355	164	115
Flux de trésorerie d'exploitation	10 858	3 361	5 960
FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT			
Investissements corporels et incorporels	(4 232)	(4 621)	(4 766)
Coût d'acquisition de sociétés consolidées, net de la trésorerie acquise	(6)	(79)	(1 627)
Coût d'acquisition de titres	(561)	(221)	(419)
Augmentation des prêts non courants	(452)	(301)	(425)
Investissements	(5 251)	(5 222)	(7 237)
Produits de cession d'actifs corporels et incorporels	500	181	69
Produits de cession de titres consolidés, net de la trésorerie cédée	135	397	154
Produits de cession d'autres titres	266	7	15
Remboursement de prêts non courants	1 074	325	310
Désinvestissements	1 975	910	548
Flux de trésorerie d'investissement	(3 276)	(4 312)	(6 689)
FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT			
Variation de capital :			
– actionnaires de la société mère	363	–	492
– actions propres	(1 511)	(775)	(1 707)
Dividendes payés :			
– aux actionnaires de la société mère	(2 094)	(2 123)	(1 894)
– aux intérêts ne conférant pas le contrôle	(166)	(9)	(173)
Émission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	–	1 751	–
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(40)	(154)	(27)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	(37)	(16)	(31)
Émission nette d'emprunts non courants	84	3 584	257
Variation des dettes financières courantes	(1 994)	(1 283)	(356)
Variation des actifs et passifs financiers courants	127	(469)	1 287
Flux de trésorerie de financement	(5 268)	506	(2 152)
Augmentation (diminution) de la trésorerie	2 314	(445)	(2 881)
Incidence des variations de change	(329)	(64)	468
Trésorerie en début de période	25 693	26 202	22 837
Trésorerie en fin de période	27 678	25 693	20 424

2.9 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 1^{er} janvier 2025	2 397 679 661	7 577	135 496	(15 259)	(149 529 818)	(9 956)	117 858	2 397	120 255
Résultat net du premier semestre 2025	–	–	6 538	–	–	–	6 538	129	6 667
Autres éléments du résultat global	–	–	(474)	1 695	–	–	1 221	61	1 282
Résultat Global	–	–	6 064	1 695	–	–	7 759	190	7 949
Dividendes	–	–	(4 072)	–	–	–	(4 072)	(178)	(4 250)
Émissions d'actions	11 149 053	30	462	–	–	–	492	–	492
Rachats d'actions	–	–	–	–	(62 261 210)	(4 239)	(4 239)	–	(4 239)
Cessions d'actions ^(a)	–	–	(414)	–	6 214 595	414	–	–	–
Palements en actions	–	–	340	–	–	–	340	–	340
Annulation d'actions	(127 622 460)	(345)	(8 397)	–	127 622 460	8 622	(120)	–	(120)
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	(1 219)	–	–	–	(1 219)	–	(1 219)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	(156)	–	–	–	(156)	–	(156)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	–	–	–	–	–	–	–	(51)	(51)
Autres éléments	–	–	(1)	–	–	–	(1)	2	1
Au 30 juin 2025	2 281 206 254	7 262	128 103	(13 564)	(77 953 973)	(5 159)	116 642	2 360	119 002
Résultat net du second semestre 2025	–	–	6 589	–	–	–	6 589	101	6 690
Autres éléments du résultat global	–	–	(523)	(469)	–	–	(992)	16	(976)
Résultat Global	–	–	6 066	(469)	–	–	5 597	117	5 714
Dividendes	–	–	(4 063)	–	–	–	(4 063)	(170)	(4 233)
Émissions d'actions	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Rachats d'actions	–	–	–	–	(60 376 084)	(3 287)	(3 287)	–	(3 287)
Cessions d'actions ^(a)	–	–	–	–	6 817	–	–	–	–
Palements en actions	–	–	245	–	–	–	245	–	245
Annulation d'actions	(74 620 711)	(203)	(4 307)	–	74 620 711	4 442	(68)	–	(68)
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	(164)	–	–	–	(164)	–	(164)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	–	–	(1)	–	–	–	(1)	337	336
Autres éléments	–	–	(19)	–	–	1	(18)	(4)	(22)
Au 31 décembre 2025	2 206 585 543	7 059	125 860	(14 033)	(63 702 529)	(4 003)	114 883	2 640	117 523
Résultat net du premier semestre 2026	–	–	11 248	–	–	–	11 248	159	11 407
Autres éléments du résultat global	–	–	1 280	(113)	–	–	1 167	3	1 170
Résultat Global	–	–	12 528	(113)	–	–	12 415	162	12 577
Dividendes	–	–	(4 531)	–	–	–	(4 531)	(175)	(4 706)
Émissions d'actions	100 985 040	295	6 092	–	–	–	6 387	–	6 387
Rachats d'actions	–	–	–	–	(26 319 030)	(2 654)	(2 654)	–	(2 654)
Cessions d'actions ^(a)	–	–	(426)	–	6 639 644	426	–	–	–
Palements en actions	–	–	372	–	–	–	372	–	372
Annulation d'actions	(25 913 869)	(74)	(1 564)	–	25 913 869	1 607	(31)	–	(31)
Émission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	1 751	–	–	–	1 751	–	1 751
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	(184)	–	–	–	(184)	–	(184)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	–	–	–	–	–	–	–	(53)	(53)
Autres éléments	–	–	–	–	–	–	–	(29)	(29)
Au 30 juin 2026	2 281 656 714	7 280	139 898	(14 146)	(57 468 046)	(4 624)	128 408	2 545	130 953

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

2.10 Annexe aux comptes consolidés au 30 juin 2026 (non auditée)

1) Base de préparation des comptes consolidés

Les comptes consolidés condensés sont établis en conformité avec les normes comptables internationales IFRS (International Financial Reporting Standards) telles qu'adoptées par l'Union Européenne et les normes IFRS telles que publiées par l'IASB (International Accounting Standards Board).

Les comptes consolidés condensés au 30 juin 2026 de TotalEnergies SE et ses filiales (la Compagnie) sont présentés en dollar américain et ont été préparés en conformité avec la norme IAS 34 « Information financière intermédiaire ».

Les principes comptables appliqués pour les comptes consolidés condensés au 30 juin 2026 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2025.

La préparation des états financiers selon les normes IFRS pour la clôture au 30 juin 2026 requiert de la part de la Direction générale le recours à des estimations, hypothèses et jugements, qui affectent l'information présentée dans les comptes consolidés et leurs notes annexes.

Ces estimations, hypothèses et jugements sont basés sur l'expérience passée et d'autres facteurs considérés comme raisonnables à la date de préparation des états financiers. Ils sont régulièrement revus par la Direction générale et peuvent donc être révisés sensiblement en cas de changement des circonstances ou suite à de nouvelles informations.

Les principales estimations, hypothèses et jugements concernent l'estimation des réserves d'hydrocarbures dans le cadre de l'application de la méthode dite des *successful efforts* pour les activités pétrolières,

les dépréciations d'actifs, les engagements envers le personnel, les provisions pour restitution des sites et les impôts sur le résultat. Ces estimations et hypothèses sont décrites dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2025.

Des estimations, hypothèses et jugements différents pourraient avoir des impacts significatifs sur l'information présentée et les réalisations définitives pourraient également être différentes des montants inclus dans les états financiers consolidés et leurs notes annexes.

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

Principes comptables applicables et significatifs dans le futur

L'application des normes ou interprétations publiées respectivement par l'IASB (International Accounting Standards Board) et l'IFRS IC (International Financial Reporting Standards Interpretations Committee) non encore en vigueur a un impact attendu non significatif. À noter que la norme IFRS 18, publiée en avril 2024 et applicable à compter du 1^{er} janvier 2027 modifiera la présentation du compte de résultat consolidé et du tableau de flux de trésorerie consolidé.

2) Évolution de la composition de la Compagnie

2.1) Principales acquisitions et cessions de la période

Exploration-Production

Le 30 mars 2026, TotalEnergies a finalisé la fusion entre NEO NEXT et ses activités amont Oil & Gas au Royaume-Uni.

La nouvelle entité, renommée NEO NEXT+, est détenue par TotalEnergies (47,5%), HitecVision (28,875%) et Repsol UK (23,625%) qui exercent un

contrôle conjoint. Avec cette transaction, NEO NEXT+ devient le plus grand producteur indépendant de pétrole et de gaz au Royaume-Uni.

Au 30 juin 2026, la participation de TotalEnergies est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Integrated Power

Le 29 avril 2026, TotalEnergies a finalisé l'acquisition, signée le 16 novembre 2025, de 50% de la plateforme de production d'électricité flexible d'EPH en Europe de l'Ouest. Cette opération conduit à la création de TTEP, 2^{ème} acteur européen de production d'électricité flexible, qui détient et opère à travers ses filiales des centrales électriques flexibles au gaz naturel, à biomasse et systèmes de stockage par batteries (BESS), répartis en Italie, au Royaume-Uni, en Irlande, aux Pays-Bas et en France, pour une capacité totale de 14 GW installés ou en cours de construction.

En application des pouvoirs qui lui ont été délégués par l'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2024, le Conseil d'administration de TotalEnergies SE a approuvé l'émission de 95,4 millions d'actions au profit d'EPH, représentant environ 4,2% du capital de TotalEnergies, soit 5 147,5 millions d'euros correspondant à 238,6 millions d'euros de capital social et 4 908,9 millions d'euros de prime d'émission au cours de 53,94 euros.

Au 30 juin 2026, la participation de TotalEnergies dans TTEP est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

2.2) Principaux regroupements d'entreprises

TotalEnergies n'a procédé à aucun regroupement d'entreprises significatif au cours du premier semestre 2026.

2.3) Principaux projets de cessions

Exploration-Production

Le 17 juillet 2024, TotalEnergies avait annoncé que sa filiale TotalEnergies EP Nigeria avait signé un accord avec la société Chappal Energies portant sur la vente de sa participation de 10% dans les licences de production de la JV Renaissance (anciennement « JV SPDC ») au Nigéria, dont les conditions précédentes à la finalisation de la vente n'ont pas pu être levées. Le 13 janvier 2026, TotalEnergies EP Nigeria a signé un nouvel accord de cession avec la société Vaaris.

Au 30 juin 2026, les actifs et passifs sont respectivement classés dans la rubrique « Actifs destinés à être cédés ou échangés » pour 1 471 millions de dollars et dans la rubrique « Passifs destinés à être cédés ou échangés » du bilan consolidé pour 1 109 millions de dollars. Les actifs concernés comprennent principalement des immobilisations corporelles.

3) Informations par secteur d'activité

Composition des secteurs

L'information financière sectorielle est présentée selon les principes identiques à ceux du reporting interne. Elle reproduit l'information sectorielle interne définie pour gérer et mesurer les performances de TotalEnergies qui est revue par le principal décideur opérationnel de TotalEnergies, le Comité exécutif.

Le résultat opérationnel et les actifs sont répartis entre chaque secteur d'activité avant retraitements de consolidation et ajustements inter-secteurs.

Les transactions entre secteurs sont réalisées à des prix proches des prix de marché.

La structure de reporting de l'information financière par secteur d'activité s'articule autour des cinq secteurs d'activités suivants :

- un secteur Exploration-Production qui englobe les activités d'exploration et de production de pétrole et de gaz naturel, ainsi que les activités de stockage de carbone, menées dans environ 50 pays ;
- un secteur Integrated LNG qui comprend la chaîne intégrée du gaz (y compris les activités de GNL amont et midstream), les activités

biogaz et de méthane de synthèse, le négoce de gaz, ainsi qu'à compter du 1^{er} janvier 2026, l'activité de soutage de GNL précédemment reportée au secteur Marketing & Services ;

- un secteur Integrated Power qui couvre les activités de génération, stockage, négoce d'électricité et distribution B2B-B2C de gaz et d'électricité ;
- un secteur Raffinage-Chimie qui constitue un grand pôle industriel contenant les activités de raffinage, de pétrochimie et de chimie de spécialités. Ce secteur couvre également les activités d'approvisionnement et de négoce pétrolier, les transports maritimes et les activités hydrogène ;
- un secteur Marketing & Services comprenant les activités de commercialisation dans le domaine des produits pétroliers ainsi que les activités d'approvisionnement et de logistique correspondantes.

Par ailleurs le secteur Holding comprend les activités fonctionnelles et financières des holdings.

Définition de l'indicateur publié

Résultat Opérationnel Net Ajusté :

TotalEnergies mesure la performance de ses secteurs sur la base du résultat opérationnel net ajusté. Le résultat opérationnel net ajusté inclut le résultat opérationnel des secteurs après déduction des amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles hors droits miniers, des écarts de change et des plus ou moins-values sur cessions d'actifs, ainsi que de tous les autres produits et charges liés aux capitaux employés (dividendes des sociétés non consolidées, résultats de sociétés mises en équivalence et frais financiers capitalisés...), et après l'impôt applicable à tous ces éléments, et après retraitements des éléments d'ajustement décrits ci-dessous.

Les produits et charges constituant la différence entre le résultat opérationnel net ajusté et le résultat net part de TotalEnergies sont les frais financiers relatifs à la dette financière nette, après l'impôt qui leur est applicable (coût net de la dette nette), les intérêts ne conférant pas le contrôle et les éléments d'ajustements.

Les éléments d'ajustement comprennent :

a) 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.

b) l'effet de stock

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

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

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

c) l'effet des variations de juste valeur

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

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

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

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

3.1) Informations par secteur d'activité

1 ^{er} semestre 2026 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Chiffre d'affaires externe	2 949	4 810	9 287	52 972	45 911	5	–	115 934
Chiffre d'affaires intersecteurs	18 224	5 068	2 238	19 273	379	74	(45 256)	–
Droits d'accises	–	–	–	(331)	(8 990)	–	–	(9 321)
Produits des ventes	21 173	9 878	11 525	71 914	37 300	79	(45 256)	106 613
Charges d'exploitation	(6 918)	(7 621)	(10 815)	(66 476)	(35 458)	(564)	45 256	(82 596)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(3 885)	(834)	(237)	(807)	(463)	(55)	–	(6 281)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	678	1 220	(511)	429	(34)	(28)	–	1 754
Impôts du résultat opérationnel net	(4 996)	(483)	(89)	(955)	(430)	(87)	–	(7 040)
Ajustements ^(a)	245	35	(1 205)	706	153	(71)	–	(137)
Résultat opérationnel net ajusté	5 807	2 125	1 078	3 399	762	(584)	–	12 587
Ajustements ^(a)								(137)
Coût net de la dette nette								(1 043)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(159)
Résultat net - part TotalEnergies								11 248

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

La gestion des positions bilancielle (dont les appels de marge) liée à l'accès centralisé aux marchés pour les activités GNL, gaz et électricité est incluse dans le secteur integrated LNG. Les variations de juste valeur des positions gaz et GNL sont affectées au résultat opérationnel net du secteur Integrated LNG. Les variations de juste valeur des positions électricité sont affectées au résultat opérationnel net du secteur Integrated Power.

1 ^{er} semestre 2026 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Investissements	5 142	1 523	2 320	1 001	349	138	–	10 473
Désinvestissements	922	115	1 574	43	230	1	–	2 885
Flux de trésorerie d'exploitation	8 515	1 017	(384)	5 129	1 617	(1 675)	–	14 219

1 ^{er} semestre 2025 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Chiffre d'affaires externe	2 938	5 674	9 925	44 386	38 945	13	–	101 881
Chiffre d'affaires intersecteurs	17 589	5 121	1 385	13 817	333	57	(38 302)	–
Droits d'accises	–	–	–	(366)	(8 940)	–	–	(9 306)
Produits des ventes	20 527	10 795	11 310	57 837	30 338	70	(38 302)	92 575
Charges d'exploitation	(8 377)	(8 588)	(10 664)	(56 643)	(29 125)	(494)	38 302	(75 589)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(3 928)	(788)	(183)	(859)	(441)	(57)	–	(6 256)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	191	1 143	384	(50)	103	(71)	–	1 700
Impôts du résultat opérationnel net	(4 121)	(441)	(100)	(95)	(266)	131	–	(4 892)
Ajustements ^(a)	(133)	(214)	(333)	(500)	(43)	(45)	–	(1 268)
Résultat opérationnel net ajusté	4 425	2 335	1 080	690	652	(376)	–	8 806
Ajustements ^(a)								(1 268)
Coût net de la dette nette								(871)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(129)
Résultat net - part TotalEnergies								6 538

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

La gestion des positions bilancielle (dont les appels de marge) liée à l'accès centralisé aux marchés pour les activités GNL, gaz et électricité est incluse dans le secteur integrated LNG. Les variations de juste valeur des positions gaz et GNL sont affectées au résultat opérationnel net du secteur Integrated LNG. Les variations de juste valeur des positions électricité sont affectées au résultat opérationnel net du secteur Integrated Power.

1 ^{er} semestre 2025 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Investissements	6 233	1 779	3 439	593	406	120	–	12 570
Désinvestissements	438	35	405	48	135	15	–	1 076
Flux de trésorerie d'exploitation	6 941	2 282	400	(1 096)	1 196	(1 200)	–	8 523

2 ^{ème} trimestre 2026 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Chiffre d'affaires externe	1 830	1 880	3 846	28 792	25 422	1	–	61 771
Chiffre d'affaires intersecteurs	9 221	2 258	1 511	11 058	260	41	(24 349)	–
Droits d'accises	–	–	–	(164)	(4 510)	–	–	(4 674)
Produits des ventes	11 051	4 138	5 357	39 686	21 172	42	(24 349)	57 097
Charges d'exploitation	(3 629)	(3 469)	(5 105)	(37 806)	(20 465)	(316)	24 349	(46 441)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(1 920)	(413)	(74)	(404)	(233)	(31)	–	(3 075)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	292	767	302	204	86	(31)	–	1 620
Impôts du résultat opérationnel net	(2 570)	(167)	(36)	(259)	(183)	12	–	(3 203)
Ajustements ^(a)	(7)	49	(89)	(379)	(123)	(48)	–	(597)
Résultat opérationnel net ajusté	3 231	807	533	1 800	500	(276)	–	6 595
Ajustements ^(a)								(597)
Coût net de la dette nette								(523)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(37)
Résultat net - part TotalEnergies								5 438

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

La gestion des positions bilanciellles (dont les appels de marge) liée à l'accès centralisé aux marchés pour les activités GNL, gaz et électricité est incluse dans le secteur integrated LNG. Les variations de juste valeur des positions gaz et GNL sont affectées au résultat opérationnel net du secteur Integrated LNG. Les variations de juste valeur des positions électricité sont affectées au résultat opérationnel net du secteur Integrated Power.

2 ^{ème} trimestre 2026 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Investissements	2 282	874	1 419	385	197	94	–	5 251
Désinvestissements	460	(36)	1 356	20	178	(3)	–	1 975
Flux de trésorerie d'exploitation	5 546	2 137	(239)	3 565	549	(700)	–	10 858

2 ^{ème} trimestre 2025 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Chiffre d'affaires externe	1 369	2 586	3 958	21 759	19 944	11	–	49 627
Chiffre d'affaires intersecteurs	8 862	1 869	701	7 006	177	32	(18 647)	–
Droits d'accises	–	–	–	(254)	(4 697)	–	–	(4 951)
Produits des ventes	10 231	4 455	4 659	28 511	15 424	43	(18 647)	44 676
Charges d'exploitation	(4 577)	(3 632)	(4 479)	(27 995)	(14 751)	(302)	18 647	(37 089)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(1 978)	(397)	(108)	(520)	(224)	(31)	–	(3 258)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	58	578	340	(42)	113	(35)	–	1 012
Impôts du résultat opérationnel net	(1 793)	(166)	(27)	(12)	(168)	57	–	(2 109)
Ajustements ^(a)	(33)	(203)	(189)	(447)	(18)	(23)	–	(913)
Résultat opérationnel net ajusté	1 974	1 041	574	389	412	(245)	–	4 145
Ajustements ^(a)								(913)
Coût net de la dette nette								(486)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(59)
Résultat net - part TotalEnergies								2 687

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

La gestion des positions bilanciellles (dont les appels de marge) liée à l'accès centralisé aux marchés pour les activités GNL, gaz et électricité est incluse dans le secteur integrated LNG. Les variations de juste valeur des positions gaz et GNL sont affectées au résultat opérationnel net du secteur Integrated LNG. Les variations de juste valeur des positions électricité sont affectées au résultat opérationnel net du secteur Integrated Power.

2 ^{ème} trimestre 2025 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Investissements	3 186	877	2 503	351	234	86	–	7 237
Désinvestissements	80	25	347	42	38	16	–	548
Flux de trésorerie d'exploitation	3 675	539	799	887	628	(568)	–	5 960

3.2) Éléments d'ajustement

Les principaux éléments d'ajustement du premier semestre 2026 sont les suivants :

- Un « Effet de stock » d'un montant de 1 253 millions de dollars en résultat opérationnel net pour les secteurs Raffinage-Chimie et Marketing & Services ;
- Des « Effet de variations de juste valeur » d'un montant de (91) millions de dollars en résultat opérationnel net pour les secteurs Integrated LNG et Integrated Power ;

- Des « Dépréciations et provisions exceptionnelles » d'un montant de (1 148) millions de dollars en résultat opérationnel net, notamment lié aux accords avec les autorités fédérales américaines relatifs aux concessions éolien offshore ainsi qu'à la revue stratégique du pipeline de renouvelables hors des marchés prioritaires ;
- Des « Plus-values de cession » pour un montant de 235 millions de dollars en résultat opérationnel net, principalement lié à la création de NEO NEXT+ au Royaume-Uni.

Le détail des éléments d'ajustement est présenté dans le tableau ci-dessous.

Éléments d'ajustement du résultat opérationnel net

2 ^{ème} trimestre 2026 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Total
Effet de stock	–	–	–	(215)	(83)	–	(298)
Effet des variations de juste valeur	–	49	(80)	–	–	–	(31)
Charges de restructuration	(7)	–	–	–	(23)	–	(30)
Dépréciations et provisions exceptionnelles	–	–	–	–	–	–	–
Plus (moins) valeurs de cession	–	–	–	–	(17)	–	(17)
Autres éléments	–	–	(9)	(164)	–	(48)	(221)
Total	(7)	49	(89)	(379)	(123)	(48)	(597)

2 ^{ème} trimestre 2025 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Total
Effet de stock	–	–	–	(251)	(18)	–	(269)
Effet des variations de juste valeur	–	(107)	(176)	–	–	–	(283)
Charges de restructuration	–	–	–	–	–	–	–
Dépréciations et provisions exceptionnelles	–	–	(13)	(196)	–	–	(209)
Plus (moins) valeurs de cession	–	–	–	–	–	–	–
Autres éléments	(33)	(96)	–	–	–	(23)	(152)
Total	(33)	(203)	(189)	(447)	(18)	(23)	(913)

1 ^{er} semestre 2026 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Total
Effet de stock	–	–	–	959	294	–	1 253
Effet des variations de juste valeur	–	42	(133)	–	–	–	(91)
Charges de restructuration	(7)	–	(6)	(16)	(23)	–	(52)
Dépréciations et provisions exceptionnelles	–	–	(1 057)	(6)	(85)	–	(1 148)
Plus (moins) valeurs de cession	252	–	–	–	(17)	–	235
Autres éléments	–	(7)	(9)	(231)	(16)	(71)	(334)
Total	245	35	(1 205)	706	153	(71)	(137)

1 ^{er} semestre 2025 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Total
Effet de stock	–	–	–	(304)	(43)	–	(347)
Effet des variations de juste valeur	–	(118)	(320)	–	–	–	(438)
Charges de restructuration	–	–	–	–	–	–	–
Dépréciations et provisions exceptionnelles	–	–	(13)	(196)	–	–	(209)
Plus (moins) valeurs de cession	–	–	–	–	–	–	–
Autres éléments	(133)	(96)	–	–	–	(45)	(274)
Total	(133)	(214)	(333)	(500)	(43)	(45)	(1 268)

4) Capitaux propres

Autodétention (actions TotalEnergies détenues directement par TotalEnergies SE)

	31 décembre 2025	30 juin 2026
Nombre d'actions autodétenues	63 702 529	57 468 046
Pourcentage du capital social	2,89%	2,52%

Sur autorisation de l'Assemblée générale extraordinaire du 25 mai 2022, le Conseil d'administration a décidé d'annuler :

- Lors de sa réunion du 10 février 2026, avec effet au 13 février 2026, 18 185 068 actions auto-détenues rachetées entre le 1^{er} juillet 2025 et le 19 août 2025 ;

- Lors de sa réunion du 28 avril 2026, avec effet au 30 avril 2026, 7 728 801 actions auto-détenues rachetées entre le 20 août 2025 et le 8 septembre 2025.

Dividende

L'Assemblée générale des actionnaires du 29 mai 2026 a approuvé la distribution d'un dividende ordinaire de 3,40 euros par action. Le dividende au titre de l'exercice 2025 a été versé selon le calendrier suivant :

Dividende 2025	Premier acompte	Deuxième acompte	Troisième acompte	Solde
Montant EUR (action Euronext)	0,85€	0,85€	0,85€	0,85€
Montant USD (action NYSE)	-	0,987785\$	1,00164\$	0,97002\$
Date de fixation	29 avril 2025	23 juillet 2025	29 octobre 2025	29 mai 2026
Date de détachement Euronext et NYSE (à partir du 2 ^{ème} acompte)	1 octobre 2025	31 décembre 2025	31 mars 2026	30 juin 2026
Date de paiement Euronext	3 octobre 2025	5 janvier 2026	2 avril 2026	2 juillet 2026
Date de paiement NYSE	-	23 janvier 2026	23 avril 2026	22 juillet 2026

Le Conseil d'administration du 28 avril 2026 a décidé de fixer le montant du premier acompte sur dividende au titre de l'exercice 2026 à 0,90 euro par action. Cet acompte sera détaché de l'action le 30 septembre 2026 et mis en paiement en numéraire le 2 octobre 2026 pour l'action cotée sur Euronext et le 21 octobre 2026 pour l'action cotée sur le NYSE.

Par ailleurs, le Conseil d'administration du 22 juillet 2026 a décidé de fixer le montant du deuxième acompte sur dividende au titre de l'exercice 2026 à 0,90 euro par action, soit un montant identique à celui du premier acompte susvisé. Ce deuxième acompte sera détaché de l'action le 31 décembre 2026 et mis en paiement en numéraire le 5 janvier 2027 pour l'action cotée sur Euronext et le 22 janvier 2027 pour l'action cotée sur le NYSE.

Dividende 2026	Premier acompte	Deuxième acompte
Montant EUR (action Euronext)	0,90€	0,90€
Montant USD (action NYSE)	Fixé le 14 octobre 2026	Fixé le 14 janvier 2027
Date de fixation	28 avril 2026	22 juillet 2026
Date de détachement Euronext et NYSE	30 septembre 2026	31 décembre 2026
Date de paiement Euronext	2 octobre 2026	5 janvier 2027
Date de paiement NYSE	21 octobre 2026	22 janvier 2027

Résultat net par action en euro

Le résultat net par action en euro, obtenu à partir du résultat net par action en dollars américains converti en utilisant le taux de change euro / dollar américain moyen de la période, s'élève à 2,09 euros par action au 2^{ème} trimestre 2026 (2,29 euros par action au 1^{er} trimestre 2026 et 1,03 euro par action au 2^{ème} trimestre 2025). Le résultat net dilué par action en

euro calculé en utilisant la même méthode s'élève à 2,08 euros par action au 2^{ème} trimestre 2026 (2,26 euros par action au 1^{er} trimestre 2026 et 1,01 euro par action au 2^{ème} trimestre 2025).

Le résultat net par action est calculé après rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée.

Titres subordonnés à durée indéterminée

Le 26 février 2026, TotalEnergies SE a procédé à l'émission de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) :

- 1 500 millions d'euros de TSDI offrant un coupon de 3,79%, perpétuels et remboursables à partir de février 2031.

TotalEnergies SE n'a pas procédé au remboursement de titres subordonnés à durée indéterminée au cours du premier semestre 2026.

Autres éléments du résultat global

Les autres éléments du résultat global sont détaillés dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	1 ^{er} semestre 2026	1 ^{er} semestre 2025
Pertes et gains actuariels	22	16
Variations de juste valeur des placements en instruments de capitaux propres	83	64
Effet d'impôt	(32)	(19)
Écart de conversion de consolidation de la société mère	(2 649)	8 690
Sous-total des éléments ne pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	(2 576)	8 751
Écart de conversion de consolidation	2 477	(6 709)
– Gains/(Pertes) de la période non réalisés	1 938	(6 708)
– Diminué des gains/(pertes) comptabilisés en Résultat net	(539)	1
Couverture de flux futurs	1 391	(668)
– Gains/(Pertes) de la période non réalisés	1 327	(1 000)
– Diminué des gains/(pertes) comptabilisés en Résultat net	(64)	(332)
Variation du basis spread des opérations en monnaie étrangère	5	19
– Gains/(Pertes) de la période non réalisés	1	12
– Diminué des gains/(pertes) comptabilisés en Résultat net	(4)	(7)
Quote-part du résultat global des sociétés mises en équivalence, net d'impôt	218	(274)
– Gains/(Pertes) de la période non réalisés	215	(268)
– Diminué des gains/(pertes) comptabilisés en Résultat net	(3)	6
Autres éléments	3	7
Effet d'impôt	(348)	156
Sous-total des éléments pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	3 746	(7 469)
Total autres éléments du résultat global (après impôt)	1 170	1 282

Le détail des effets d'impôt relatifs aux autres éléments du résultat global s'établit comme suit :

(en millions de dollars)	1 ^{er} semestre 2026			1 ^{er} semestre 2025		
	Avant impôt	Impôt	Après impôt	Avant impôt	Impôt	Après impôt
Pertes et gains actuariels	22	(7)	15	16	(5)	11
Variations de juste valeur des placements en instruments de capitaux propres	83	(25)	58	64	(14)	50
Écart de conversion de consolidation de la société mère	(2 649)	–	(2 649)	8 690	–	8 690
Sous-total des éléments ne pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	(2 544)	(32)	(2 576)	8 770	(19)	8 751
Écart de conversion de consolidation	2 477	–	2 477	(6 709)	–	(6 709)
Couverture de flux futurs	1 391	(347)	1 044	(668)	163	(505)
Variation du basis spread des opérations en monnaie étrangère	5	(1)	4	19	(7)	12
Quote-part du résultat global des sociétés mises en équivalence, net d'impôt	218	–	218	(274)	–	(274)
Autres éléments	3	–	3	7	–	7
Sous-total des éléments pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	4 094	(348)	3 746	(7 625)	156	(7 469)
Total autres éléments du résultat global	1 550	(380)	1 170	1 145	137	1 282

5) Emprunts et dettes financières

La Compagnie a procédé à l'émission d'obligations seniors en 3 tranches sur le marché américain en janvier 2026 :

- 1 500 millions de dollars à 4,248% émis par TotalEnergies Capital USA et de maturité janvier 2031 ;
- 1 250 millions de dollars à 4,569% émis par TotalEnergies Capital USA et de maturité janvier 2033 ;

- 750 millions de dollars à 4,857% émis par TotalEnergies Capital USA et de maturité janvier 2036.

La Compagnie a remboursé un emprunt obligataire senior au cours des six premiers mois de l'exercice 2026 :

- 1 100 millions d'euros à 2,50% émis par TotalEnergies Capital International en 2014 et de maturité mars 2026.

6) Parties liées

Les parties liées sont constituées principalement des sociétés mises en équivalence et des sociétés non consolidées.

Il n'y a pas eu d'évolution significative des transactions avec les parties liées au cours des six premiers mois de l'exercice 2026.

7) Autres risques et engagements

À la connaissance de TotalEnergies, il n'existe pas, à la date d'arrêté des comptes, de faits exceptionnels, litiges, risques ou engagements hors bilan, susceptibles d'avoir un impact significatif sur la situation financière, le patrimoine, le résultat ou les activités de la compagnie TotalEnergies, autres que ceux mentionnés ci-après.

Moyen-Orient : Situation de la Compagnie

Depuis le début de la crise au Moyen-Orient le 28 février 2026, TotalEnergies est pleinement mobilisée pour assurer un suivi étroit de l'évolution de la situation afin de mettre en œuvre les mesures adaptées.

Conséquences du conflit pour TotalEnergies à ce jour

- A fin mars, la production arrêtée au Qatar, en Irak et offshore aux Émirats Arabes Unis, représentait environ 15% de la production totale de la Compagnie.
- Au deuxième trimestre 2026, le conflit au Moyen-Orient a impacté la production de la Compagnie de l'ordre de 210 kbep/j en moyenne.
- L'impact du conflit au Moyen-Orient est estimé entre 5% et 10% de la production totale de la Compagnie, en fonction de la situation du détroit d'Ormuz et de la possibilité ou non d'exporter. Le redémarrage progressif observé en juin conduisait à un impact limité à 5% mais l'évolution depuis la mi-juillet augmente l'impact à près de 10%.
- Suite à des incidents ayant affecté la raffinerie de SATORP⁽²⁰⁾ début avril, elle a redémarré à mi-capacité une semaine plus tard. Elle a atteint début mai un fonctionnement à 70% de sa capacité nominale, et devrait retrouver sa capacité nominale à la fin du troisième trimestre 2026.
- A l'exception de la raffinerie de SATORP, aucun des actifs de la Compagnie n'a subi de dommages durant le conflit.

L'analyse des impacts du conflit sur les opérations de la Compagnie n'a pas mis en évidence d'indicateurs de perte de valeur à fin juin 2026.

Yémen

Au Yémen, la dégradation des conditions de sécurité dans les environs du site de Balhaf a conduit la société Yemen LNG, dans laquelle la compagnie TotalEnergies détient une participation de 39,62%, à cesser ses activités de production commerciale et d'export de GNL et à déclarer la force majeure auprès de ses différentes parties prenantes en 2015. L'usine a été placée en mode préservation.

Procédures judiciaires et d'arbitrage

Contentieux climatiques

En France, TotalEnergies SE a été assignée en janvier 2020 devant le tribunal judiciaire de Nanterre par certaines associations et collectivités locales afin que soit complété son plan de vigilance par une identification détaillée des risques liés à un réchauffement planétaire au-delà de 1,5 °C et par l'indication du montant attendu des futures émissions de gaz à effet de serre liées aux activités de la Compagnie ainsi qu'à l'utilisation de ses produits par des tiers, et afin qu'il soit fait injonction à la Société de mettre fin à la recherche et à l'exploitation de nouveaux champs de pétrole ou de gaz, de réduire sa production de pétrole et de gaz à horizon 2030 et 2050 et de réduire ses émissions nettes de CO₂ directes et indirectes de 40% en 2040 par rapport à 2019. Cette action a été jugée irrecevable le 6 juillet 2023 par le tribunal judiciaire de Paris, auquel une nouvelle loi de procédure avait conduit à transférer l'affaire. À la suite de l'appel formé par les demanderesse, la Cour d'appel de Paris, dans un arrêt du 18 juin 2024, a considéré l'action engagée recevable notamment sur le fondement de la loi sur le devoir de vigilance renvoyant l'affaire pour jugement au fond devant le tribunal judiciaire de Paris, tout en jugeant irrecevables 17 des 22 demandeurs ainsi que les mesures provisoires sollicitées.

Dans son jugement du 25 juin 2026, le tribunal judiciaire de Paris n'a pas retenu les demandes qui visaient à faire interdire à TotalEnergies les nouveaux projets pétroliers et gaziers ou à l'obliger à réduire sa production de pétrole et de gaz ; le tribunal a confirmé que la loi sur le devoir de vigilance « n'est pas destinée à rendre les entreprises concernées responsables des risques liés au changement climatique qui résultent de l'ensemble de l'activité humaine sur la planète depuis la révolution industrielle ». Le tribunal a également considéré qu'il ne lui appartenait pas de fixer des cibles ou dicter des mesures précises qui s'imposeraient à TotalEnergies.

Le tribunal n'a toutefois pas suivi l'avis du ministère public - selon lequel le champ d'application de la loi sur le devoir de vigilance ne s'étend pas au changement climatique - et a jugé que le plan de vigilance d'une entreprise devrait traiter des risques climatiques. Jugeant que les émissions de gaz à effet de serre de ses opérations (scopes 1 et 2) sont déjà effectivement intégrées dans son plan de vigilance, le tribunal a demandé à TotalEnergies d'y inclure les émissions de ses clients (scope 3) et de mettre à jour son plan de vigilance en conséquence dans un délai de 6 mois à compter de la notification du jugement. À l'issue de ce délai, la procédure devrait reprendre devant le tribunal pour qu'il statue sur le contrôle du plan de vigilance complété et sur des demandes sur lesquelles le tribunal a prononcé un sursis à statuer.

TotalEnergies SE a décidé qu'elle interjettera appel de ce jugement devant la cour d'appel de Paris.

(20) Codétenue par Aramco (62,5%) et TotalEnergies (37,5%).

Une action contre la Société, comportant des demandes en injonction similaires, a été introduite en mars 2024 en Belgique devant le tribunal de l'entreprise de Tournai. Par un jugement du 18 mars 2026, le tribunal s'est déclaré compétent au motif que le dommage allégué par le demandeur se serait matérialisé en Belgique mais a décidé de sursoir à statuer dans l'attente de la décision susvisée du 25 juin 2026 du tribunal judiciaire de Paris. TotalEnergies a formé appel contre ce jugement devant la cour d'appel de Mons.

En France, certaines associations ont assigné TotalEnergies SE dans le cadre d'actions civiles et pénales ayant pour objet de faire juger que la communication institutionnelle de la Société ainsi que la campagne publicitaire diffusée depuis mai 2021 après le changement de nom de TotalEnergies, contiennent des allégations environnementales fausses ou de nature à induire le consommateur en erreur. Par décision du 23 octobre 2025, le tribunal judiciaire de Paris a jugé que la communication institutionnelle à caractère informationnel de la Société ne relevait pas du code de la consommation et du champ des pratiques commerciales trompeuses. Les requêtes concernant la campagne de communication liée à son changement de nom en 2021, ainsi que celles visant sa communication institutionnelle sur le rôle du gaz naturel et des biocarburants dans la transition énergétique, ont toutes été déboutées. Aucune « publicité » des filiales de TotalEnergies en France n'a été condamnée par le tribunal. Le tribunal a cependant demandé le retrait de trois paragraphes relatifs à l'ambition en matière de neutralité carbone du site internet de sa filiale commerciale TotalEnergies Electricité et Gaz France destiné aux clients. Aucune des parties n'a fait appel de ce jugement civil, qui est devenu définitif.

En France encore, neuf actionnaires (deux sociétés et sept personnes physiques détenant ensemble quelques actions de la Société) ont assigné la Société le 4 juillet 2023 devant le tribunal des affaires économiques de Nanterre pour solliciter notamment l'annulation de la résolution n°3 votée par l'Assemblée générale de la Société le 26 mai 2023 constatant le résultat de l'exercice 2022 et fixant le montant du dividende à distribuer pour l'exercice 2022. Les demandeurs allèguent essentiellement d'une insuffisante provision pour dépréciation d'actifs de TotalEnergies dans les comptes de l'exercice 2022, en raison d'une prise en compte prétendument insuffisante des risques et coûts futurs liés aux conséquences des émissions de gaz à effet de serre émis par ses clients (Scope 3) et d'hypothèses de coût du carbone présentées comme trop faibles. Le 25 septembre 2025, dans le cadre de la phase procédurale préalable au fond, les plaignants ont été déboutés de leur demande principale, faute d'intérêt à agir. L'appel formé par les requérants à l'encontre de ce jugement a été jugé irrecevable le 15 avril 2026.

Aux États-Unis, la Société et plusieurs de ses filiales américaines ont été assignées, parmi de nombreuses autres sociétés et associations professionnelles, dans le cadre de plusieurs « contentieux climatiques » visant à faire reconnaître l'existence d'une responsabilité juridique pour les émissions passées de gaz à effet de serre, et à indemniser les collectivités publiques demanderessees en particulier pour les coûts d'adaptation qui en résulteraient. La Compagnie considère que les tribunaux saisis ne sont pas compétents pour les juger, qu'elle dispose de nombreux arguments à faire valoir pour faire échec aux actions engagées, et considère que le comportement passé et actuel de la Compagnie ne constitue pas une faute de nature à entraîner sa responsabilité.

Mozambique

En France, des victimes et ayants droit de personnes décédées ont déposé plainte à l'encontre de TotalEnergies SE en octobre 2023 auprès du Parquet de Nanterre, à la suite des événements perpétrés par des terroristes dans la ville de Palma en mars 2021. Cette plainte tend à établir la supposée responsabilité de la Société, sous les qualificatifs « d'homicide involontaire » et « non-assistance à personne en danger ». La Société conteste le bien-fondé de ces accusations en droit comme en fait⁽²¹⁾.

Kazakhstan

Le 1^{er} avril 2024, la République du Kazakhstan a déposé un mémoire en demande (Statement of Claims) dans le cadre d'un arbitrage auquel sont parties TotalEnergies EP Kazakhstan et ses partenaires au titre du contrat de partage de production relatif à la mer Caspienne nord. TotalEnergies EP Kazakhstan et ses partenaires contestent le bien-fondé des demandes formulées dans ce mémoire. Il n'est pas possible à cette date d'évaluer de manière fiable les éventuelles conséquences de cet arbitrage, notamment financières, pas plus que la date de leur mise en œuvre.

8) Événements postérieurs à la clôture

Il n'existe pas d'événements post-clôture de nature à avoir une incidence significative sur les comptes de la Compagnie.

(21) Se reporter au communiqué de presse publié par la Compagnie le 11 octobre 2023 contestant ces accusations.

TotalEnergies SE

Siège social :

2, place Jean Millier – La Défense 6
92400 Courbevoie – France

Standard :

+33 (0)1 47 44 45 46

Communication financière :

+33 (0) 1 47 44 46 46

Relations actionnaires individuels :

N° vert 0 800 039 039 depuis la France
+33 (0) 1 47 44 24 02 depuis les autres pays

Capital social :

5 703 015 635 euros
542 051 180 RCS Nanterre

Rapport financier semestriel 2026

Edité en juillet 2026

Réalisé par Ruban Blanc



totalenergies.com