

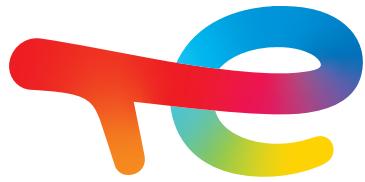


TotalEnergies

Rapport financier
Premier semestre 2025

Sommaire

Attestation du responsable du rapport financier semestriel	3	
Glossaire	4	
1		
Rapport semestriel d'activité	7	
1.1 Faits marquants depuis le début de l'année 2025	8	
1.2 Principales données financières issues des comptes consolidés de TotalEnergies	10	
1.3 Principales données d'environnement, d'émissions de gaz à effet de serre et de production	11	
1.3.1 Environnement - prix de vente liquides et gaz, marge de raffinage	11	
1.3.2 Émissions de gaz à effet de serre	11	
1.3.3 Production	12	
1.4 Analyse des résultats des secteurs	13	
1.4.1 Exploration-Production	13	
1.4.2 Integrated LNG	14	
1.4.3 Integrated Power	15	
1.4.4 Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)	16	
1.5 Résultats de TotalEnergies	18	
1.5.1 Résultat opérationnel net ajusté des secteurs	18	
1.5.2 Résultat net ajusté (part TotalEnergies)	18	
1.5.3 Résultat net ajusté (part TotalEnergies) par action	18	
1.5.4 Acquisitions - cessions	18	
1.5.5 Cash-flow net	18	
1.5.6 Rentabilité	19	
1.6 Comptes sociaux de TotalEnergies SE	19	
1.7 Sensibilités sur l'année 2025	19	
1.8 Perspectives	20	
1.9 Principales données opérationnelles des secteurs	21	
1.9.1 Production de la Compagnie (Exploration-Production + Integrated LNG)	21	
1.9.2 Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)	21	
1.9.3 Integrated power	22	
1.10 Indicateurs alternatifs de performance (Non-GAAP measures)	24	
1.10.1 Éléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)	24	
1.10.2 Réconciliation de l'EBITDA ajusté avec les états financiers consolidés	24	
1.10.3 Investissements – Désinvestissements	26	
1.10.4 Cash-flow	26	
1.10.5 Ratio d'endettement	27	
1.10.6 Rentabilité des capitaux employés moyens	27	
1.10.7 Retour à l'actionnaire (Pay-out)	27	
1.10.8 Tableau de passage des flux de trésorerie d'investissement aux investissements nets	28	
1.10.9 Tableau de passage des flux de trésorerie d'exploitation à la marge brute d'auto-financement	30	
1.10.10 Réconciliation des capitaux employés (bilan) et calcul du ROACE	32	
1.10.11 Réconciliation du résultat net de l'ensemble consolidé au résultat opérationnel net ajusté	33	
1.11 Principaux risques et incertitudes pour les six mois restants de l'exercice 2025	33	
1.12 Principales transactions entre parties liées	33	
Avertissement	34	
2		
Comptes consolidés au 30 juin 2025	37	
2.1 Rapport des commissaires aux comptes sur l'information financière semestrielle	38	
2.2 Compte de résultat consolidé – semestriel	39	
2.3 Résultat global consolidé – semestriel	40	
2.4 Compte de résultat consolidé – trimestriel	41	
2.5 Résultat global consolidé – trimestriel	42	
2.6 Bilan consolidé	43	
2.7 Tableau de flux de trésorerie consolidé – semestriel	44	
2.8 Tableau de flux de trésorerie consolidé – trimestriel	45	
2.9 Variation des capitaux propres consolidés	46	
2.10 Annexe aux comptes consolidés au 30 juin 2025 (non auditee)	47	
1) Base de préparation des comptes consolidés	47	
2) Évolution de la composition de la Compagnie	47	
3) Informations par secteur d'activité	49	
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	



TotalEnergies

Rapport financier 1^{er} semestre 2025

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 2025 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 24 juillet 2025

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 (SDS) :	Agence internationale de l'énergie (<i>Sustainable development scenario</i>)	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
ATEX :	atmosphère explosive	LGN :	liquides de gaz naturel
CCS :	<i>carbon capture and storage</i>	ODD :	objectif de développement durable
CCUS :	<i>carbon capture utilization and storage</i> (se reporter à la définition ci-après du captage, utilisation et stockage du dioxyde de carbone)	OML :	<i>oil mining lease</i>
CO ₂ :	dioxyde de carbone	PPA :	<i>Power Purchase Agreement</i> (se reporter à la définition ci-après)
CO _{2e} :	équivalent CO ₂	PSM :	panorama social mondial
DACF :	<i>debt adjusted cash flow</i> (se reporter à la définition ci-après de la marge brute d'autofinancement hors frais financiers)	ROACE :	rentabilité des capitaux employés moyen (<i>Return On Average Capital Employed</i>)
ESG :	environnement, social, gouvernance	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

UNITÉS DE MESURES

/an =	par an	m =	mètre
b =	baril ⁽¹⁾	m ³ =	mètre cube ⁽¹⁾
bep =	baril équivalent pétrole	M =	million
btu =	<i>British thermal unit</i>	MW =	mégawatt
G =	milliard	PJ =	pétajoule
GW =	gigawatt	pc =	pied cube
GWh =	gigawatt-heure	t =	tonne (métrique)
/j =	par jour	tep =	tonne équivalent pétrole
k =	mille	TWh =	térawatt heure
km =	kilomètre	W =	watt

TABLE DE CONVERSION

1 acre ≈	0,405 hectare	1 m ³ ≈	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 Gm ³ /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 ≈	5 424 pc de gaz en 2024 ⁽²⁾ (5 419 pc en 2023 et 5 387 pc en 2022)

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

(2) 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 cession 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 cession (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 cession 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 compatibilisés 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 ayant 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.

1

Rapport semestriel d'activité

1.1	Faits marquants depuis le début de l'année 2025	8
1.2	Principales données financières issues des comptes consolidés de TotalEnergies	10
1.3	Principales données d'environnement, d'émissions de gaz à effet de serre et de production	11
1.3.1	Environnement - prix de vente liquides et gaz, marge de raffinage	11
1.3.2	Émissions de gaz à effet de serre	11
1.3.2	Production	12
1.4	Analyse des résultats des secteurs	13
1.4.1	Exploration-Production	13
1.4.2	Integrated LNG	14
1.4.3	Integrated Power	15
1.4.4	Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)	16
1.5	Résultats de TotalEnergies	18
1.5.1	Résultat opérationnel net ajusté des secteurs	18
1.5.2	Résultat net ajusté (part TotalEnergies)	18
1.5.3	Résultat net ajusté (part TotalEnergies) par action	18
1.5.4	Acquisitions - cessions	18
1.5.5	Cash-flow net	18
1.5.6	Rentabilité	19
1.6	Comptes sociaux de TotalEnergies SE	19
1.7	Sensibilités sur l'année 2025	19
1.8	Perspectives	20
1.9	Principales données opérationnelles des secteurs	21
1.9.1	Production de la Compagnie (Exploration-Production + Integrated LNG)	21
1.9.2	Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)	21
1.9.3	Integrated power	22
1.10	Indicateurs alternatifs de performance (Non-GAAP measures)	24
1.10.1	Éléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)	24
1.10.2	Réconciliation de l'EBITDA ajusté avec les états financiers consolidés	24
1.10.3	Investissements – Désinvestissements (part TotalEnergies)	26
1.10.4	Cash-flow (part TotalEnergies)	26
1.10.5	Ratio d'endettement	27
1.10.6	Rentabilité des capitaux employés moyens	27
1.10.7	Retour à l'actionnaire (Pay-out)	27
1.10.8	Tableau de passage des flux de trésorerie d'investissement aux investissements nets	28
1.10.9	Tableau de passage des flux de trésorerie d'exploitation à la marge brute d'auto-financement	30
1.10.10	Réconciliation des capitaux employés (bilan) et calcul du ROACE	32
1.10.11	Réconciliation du résultat net de l'ensemble consolidé au résultat opérationnel net ajusté	33
1.11	Principaux risques et incertitudes pour les six mois restants de l'exercice 2025	33
1.12	Principales transactions entre parties liées	33
	Avertissement	34

1.1 Faits marquants depuis le début de l'année 2025*

Amont

- Démarrage de la production du champ offshore de Mero-4, au Brésil, d'une capacité de 180 000 b/j
- Démarrage de la production du champ offshore de Ballymore, aux Etats-Unis, d'une capacité de 75 000 b/j
- Cession de la participation non opérée de 12,5% dans le champ de Bonga, au Nigéria
- Lancement, dans le cadre du projet GGIP en Irak, de la construction d'une première unité de traitement de gaz pour arrêter le torchage et alimenter des centrales électriques
- Signature d'un accord avec Chypre et l'Egypte pour l'exportation, via l'Egypte, du gaz du Bloc 6 à Chypre

Aval

- Annonce de l'arrêt du cracker NC2 à horizon de la fin de l'année 2027, sur la plateforme d'Anvers dans un contexte de surcapacité pétrochimique en Europe

Integrated LNG

- Signature d'un accord avec NextDecade pour l'achat de 1,5 Mt/an de GNL sur 20 ans provenant du futur train 4 de Rio Grande LNG, au Texas
- Signature d'un contrat de vente de 0,4 Mt/an de GNL sur 10 ans avec GSPC en Inde à partir de 2026
- Signature d'un accord pour la vente de 0,4 Mt/an de GNL sur 15 ans avec Energia Natural Dominicana en République Dominicaine à partir de 2027

- Cession à Shell de la participation non-opérée de 20% dans le projet Gato do Mato au Brésil en échange d'une hausse à 48% la participation dans le champ opéré de Lapa
- Acquisition d'une participation de 25% dans un portefeuille de 40 permis d'exploration *offshore* opérés par Chevron, aux États-Unis
- Acquisition à Petronas de participations dans plusieurs blocs *offshore* en Malaisie et en Indonésie
- Acquisition d'une participation de 25% dans le Bloc 53, au Suriname
- Attribution du permis d'exploration d'Ahara, en Algérie

Integrated Power

- Finalisation de l'acquisition du développeur de projets renouvelables VSB, en Allemagne
- Signature d'un contrat *Clean Firm Power* avec STMicroelectronics de 1,5 TWh sur 15 ans
- Démarrage de la production du parc éolien offshore de Yunlin, d'une capacité de 640 MW, à Taiwan
- Lancement de six nouveaux projets de stockage par batteries, d'une capacité de 221 MW, en Allemagne
- Finalisation de l'acquisition de SN Power, développeur de projets d'hydroélectricité en Afrique
- Finalisation de l'acquisition du projet Big Sky Solar, d'une capacité installée de 184 MW, et signature d'accords en vue de l'acquisition de plus de 600 MW supplémentaires de projets renouvelables, au Canada

- Signature d'accords avec Western LNG en vue d'une prise de participation et d'un futur *oftake* dans le projet Kxi Lisims sur la côte Pacifique du Canada
- Mozambique LNG: confirmation du financement du projet par l'US EXIM pour un montant de 4,7 G\$
- Accord avec CMA CGM pour la création d'une coentreprise logistique de soutage de GNL à Rotterdam, TotalEnergies fournissant jusqu'à 360 000 tonnes de GNL par an

- Finalisation de la cession de 50% d'un portefeuille de 604 MW d'actifs renouvelables au Portugal
- Finalisation de l'acquisition de 50% du portefeuille renouvelable d'AES en République Dominicaine
- Acquisition de 350 MW de projets solaires et 85 MW de projets de batteries au Royaume-Uni
- Obtention d'une concession pour développer une ferme éolienne offshore de 1 GW en Allemagne
- Signature d'un accord avec RGE pour le développement d'un projet solaire avec batteries en Indonésie pour alimenter le marché local et celui de Singapour

* 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.

Réduction d'empreinte carbone et molécules bas-carbone

- Décision finale d'investissement de la deuxième phase de Northern Lights, projet de stockage de CO₂
- Lancement avec Air Liquide de projets de fourniture d'hydrogène vert pour les raffineries européennes
- Zeeland: *joint-venture* pour la construction et l'opération d'un électrolyseur produisant 30 000 tonnes d'hydrogène vert par an
- Anvers: accord de tolling pour 15 000 tonnes d'hydrogène vert par an
- Signature d'un accord pour la cession de 50% de la participation dans PGB, leader du biogaz en Pologne
- Signature d'un accord avec Quatra pour la fourniture sur 15 ans de 60 000 tonnes par an d'huiles usagées à destination des bioraffineries de TotalEnergies.
- Signature avec RWE d'un contrat d'achat de 30 000 tonnes par an d'hydrogène vert pour la raffinerie de Leuna à partir de 2030
- Mise en service de BioNorois, deuxième plus grande unité de production de biogaz en France

Innovation et Performance

- Création d'un laboratoire d'innovation commun avec Mistral AI pour étendre l'application de l'IA et améliorer la performance des activités de TotalEnergies, notamment dans le domaine des énergies bas carbone

Responsabilité sociétale et environnementale

- Publication du *Sustainability & Climate – 2025 Progress Report* présentant les progrès réalisés par TotalEnergies en 2024 dans la mise en œuvre de sa stratégie et de son ambition climat
- Mozambique LNG : ouverture, à la demande de TotalEnergies, d'enquêtes officielles au Mozambique au sujet d'allégations de violations des droits humains par des forces de défense et de sécurité mozambicaines et saisine de la commission nationale des droits humains

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

(en millions de dollars, sauf le taux d'imposition, le résultat par action et le nombre d'actions)	1S25	1S24	1S25 vs 1S24
EBITDA ajusté ⁽¹⁾	20 194	22 566	-11%
Résultat opérationnel net ajusté des secteurs	9 182	10 939	-16%
Exploration-Production	4 425	5 217	-15%
Integrated LNG	2 335	2 374	-2%
Integrated Power	1 080	1 113	-3%
Raffinage-Chimie	690	1 601	-57%
Marketing & Services	652	634	+3%
Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	1 417	1 257	+13%
Taux moyen d'imposition ⁽²⁾	41,4%	39,0%	—
Résultat net ajusté (part TotalEnergies) ⁽¹⁾	7 770	9 784	-21%
Résultat net ajusté dilué par action (dollars) ⁽³⁾	3,41	4,14	-18%
Résultat net ajusté dilué par action (euros) ⁽⁴⁾	3,12	3,82	-18%
Nombre moyen pondéré dilué d'actions (millions)	2 236	2 333	-4%
Résultat net (part TotalEnergies)	6 538	9 508	-31%
Investissements organiques ⁽¹⁾	9 320	8 482	+10%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	2 233	(280)	ns
Investissements nets ⁽¹⁾	11 553	8 202	+41%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	13 610	15 945	-15%
Marge brute d'autofinancement hors frais financiers (DACF) ⁽¹⁾	14 220	16 207	-12%
Flux de trésorerie d'exploitation	8 523	11 176	-24%

Ratio d'endettement⁽¹⁾ de 17,9% au 30 juin 2025 contre 14,3% au 31 mars 2025 et 10,2% au 30 juin 2024.

(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 est calculé à partir du résultat net ajusté diminué du coupon des titres subordonnés à durée indéterminée.
 (4) Taux de change moyen €-\$: 1,1338 au 2^{ème} trimestre 2025, 1,0523 au 1^{er} trimestre 2025, 1,0767 au 2^{ème} trimestre 2024, 1,0927 au 1^{er} semestre 2025 et 1,0813 au 1^{er} semestre 2024.

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

	1S25	1S24	1S25 vs 1S24
Brent (\$/b)	71,9	84,1	-15%
Henry Hub (\$/Mbtu)	3,7	2,2	+66%
TTF (\$/Mbtu)	13,2	9,4	+40%
JKM (\$/Mbtu)	13,1	10,3	+28%
Prix moyen de vente liquides (\$/b) ^{(5),(6)}			
Filiales consolidées	68,7	79,9	-14%
Prix moyen de vente gaz (\$/Mbtu) ^{(5),(7)}			
Filiales consolidées	6,13	5,08	+21%
Prix moyen de vente GNL (\$/Mbtu) ^{(5),(8)}			
Filiales consolidées et sociétés mises en équivalence	9,55	9,46	+1%
Indicateur de marge de raffinage européen (ERM) (\$/t) ^{(5),(9)}	32,4	58,3	-44%

1.3.2 Émissions de gaz à effet de serre⁽¹⁰⁾

Émissions Scope 1+2 ⁽¹¹⁾ (MtCO ₂ e)	1S25	1S24
Scope 1+2 des installations opérées ⁽¹⁾	16,4	15,9
dont Oil & Gas	14,3	14,1
dont CCGT	2,1	1,8
Scope 1+2 périmètre ESRS ⁽¹⁾	21,7	21,2
Émissions de Méthane (ktCH ₄)	1S25	1S24
Émissions de méthane des installations opérées ⁽¹⁾	11	15
Emissions 1S25 estimées.		

Les émissions Scope 1+2 des installations opérées au premier semestre 2025 sont en augmentation de 3% sur un an, principalement en raison de l'effet périmètre lié à l'acquisition de centrales à gaz au Texas.

Les émissions de Scope 3⁽¹²⁾ Catégorie 11 du premier semestre 2025 sont estimées à environ 170 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 (\$/t), 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 six gaz à effet de serre du protocole de Kyoto, à savoir le CO₂, CH₄, N₂O, les HFC, les PFC et le SF₆, avec leurs PRG (pouvoir de réchauffement global) à 100 ans respectifs tel que donnés par le sixième rapport du GIEC de 2021. Les HFC, PFC et le SF₆ sont quasiment absents des émissions de la Compagnie ou considérés comme non matériels et ne sont donc plus comptabilisés à partir de 2018. Ramené en équivalent CO₂, le protoxyde d'azote (N₂O) représente moins de 1% du Scope 1+2 de 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 et des émissions indirectes liées aux imports d'énergie (électricité, chaleur, vapeur) nets 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 dite « *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 d'attente (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 2025 sera déterminé au regard de la réalisation sur l'ensemble de l'année. TotalEnergies fournit des estimations au fur et à mesure des trimestres. À ces ventes ou production est appliqué un facteur d'émission stoechiométrique (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 le négoce) est optionnel, TotalEnergies ne rapporte pas les émissions associées aux activités de négoce.

1.3.3 Production⁽¹³⁾

Production d'hydrocarbures	1S25	1S24	1S25 vs 1S24
Production d'hydrocarbures (kbep/j)	2 531	2 451	+3%
Pétrole (y compris bitumes) (kb/j)	1 349	1 320	+2%
Gaz (y compris Condensats et LGN associés) (kbep/j)	1 182	1 131	+4%
Production d'hydrocarbures (kbep/j)	2 531	2 451	+3%
Liquides (kb/j)	1 511	1 480	+2%
Gaz (Mpc/j)	5 524	5 215	+6%

La production d'hydrocarbures du premier semestre 2025 est en hausse de 3% sur un an en raison des éléments suivants :

- +5% lié aux démarrages et à la montée en puissance de projets, notamment Mero-2, Mero-3 et Mero-4 au Brésil, Fenix en Argentine, Tyra au Danemark, Akpo West au Nigéria et Anchor et Ballymore aux Etats-Unis ;

- +2% d'effet périmètre, notamment lié aux acquisitions de SapuraOMV, en Malaisie et d'intérêts dans des permis gaziers dans le bassin de l'Eagle Ford au Texas, et d'effet prix ;
- -2% lié à la moindre disponibilité des installations, principalement liée à un niveau plus élevé de maintenances planifiées ;
- -2% lié au déclin naturel des champs.

(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

		1S25	1S24	1S25 vs 1S24
Production d'hydrocarbures				
EP (kbep/j)		1 966	1 956	+1%
Liquides (kb/j)		1 440	1 416	+2%
Gaz (Mpc/j)		2 807	2 883	-3%

1.4.1.2 RÉSULTATS

(en millions de dollars, sauf le taux moyen d'imposition)		1S25	1S24	1S25 vs 1S24
Résultat opérationnel net ajusté		4 425	5 217	-15%
Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence		326	352	-7%
Taux moyen d'imposition ⁽¹⁴⁾		49,7%	47,7%	-
Investissements organiques ⁽¹⁾		5 737	4 626	+24%
Acquisitions nettes de cession ⁽¹⁾		278	93	x3
Investissements nets ⁽¹⁾		6 015	4 719	+27%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾		8 051	8 831	-9%
Flux de trésorerie d'exploitation		6 941	8 125	-15%

Au premier semestre 2025, le résultat opérationnel net ajusté de l'Exploration-Production s'est établi à 4 425 M\$, en baisse de 15% sur un an, en lien avec la baisse du prix du pétrole partiellement compensée par la hausse de la production accrétive et des prix du gaz.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) s'est établie à 8 051 M\$ au premier semestre 2025, en baisse de 9% 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

		1S25	1S24	1S25 vs 1S24
Production d'hydrocarbures pour le GNL				
Integrated LNG (kbep/j)		565	495	+14%
Liquides (kb/j)		71	64	+12%
Gaz (Mpc/j)		2 717	2 332	+17%

		1S25	1S24	1S25 vs 1S24
GNL (Mt)				
Ventes totales de GNL		21,2	19,5	+9%
incl. Ventes issues des quotes-parts de production*		7,9	7,8	+1%
incl. Ventes par TotalEnergies issues des quotes-parts de production et d'achats auprès de tiers		18,8	16,9	+11%

* 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 2025 est en hausse de 14% sur un an, notamment grâce aux acquisitions de SapuraOMV et d'intérêts dans des permis gaziers dans le bassin de l'Eagle Ford au Texas.

Les ventes de GNL sont en hausse de 9% sur un an, portées par une activité spot accrue. Le premier semestre 2024 avait été impacté par une moindre demande de LNG en Europe dans un contexte d'hiver doux et de stocks élevés.

1.4.2.2 RÉSULTATS

(en millions de dollars)	1S25	1S24	1S25 vs 1S24
Prix moyen de vente GNL (\$/Mbtu)*			
Filiales consolidées et sociétés mises en équivalence	9,55	9,46	+1%
Résultat opérationnel net ajusté	2 335	2 374	-2%
Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	1 048	915	+15%
Investissements organiques ⁽¹⁾	1 495	1 164	+28%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	250	186	+34%
Investissements nets ⁽¹⁾	1 745	1 350	+29%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	2 408	2 568	-6%
Flux de trésorerie d'exploitation	2 282	2 141	+7%

* 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 2 335 M\$ au premier semestre 2025, en baisse de 2% sur un an, la croissance des productions et ventes ayant compensé des activités de négoce de gaz faisant face à une faible volatilité.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) du secteur Integrated LNG s'est établie à 2 408 M\$ au premier semestre 2025, en baisse de 6% sur un an, pour la même raison.

1.4.3 Integrated Power

1.4.3.1 PRODUCTIONS, CAPACITÉS, CLIENTS ET VENTES

	1S25	1S24	1S25 vs 1S24
Integrated Power			
Production nette d'électricité (TWh)*	22,9	18,6	23%
dont à partir de sources renouvelables	15,2	12,8	18%
dont à partir de capacités flexibles à gaz	7,7	5,8	33%
Capacités nettes installées de génération électrique (GW)**	24,0	19,6	22%
dont renouvelables	17,4	13,8	26%
dont capacités flexibles à gaz	6,5	5,8	13%
Capacités brutes en portefeuille de génération électrique renouvelable (GW)**,***	104,1	87,4	19%
dont capacités installées	30,2	24,0	26%
Clients électricité - BtB et BtC (Million)**	6,0	6,0	ns
Clients gaz - BtB et BtC (Million)**	2,7	2,8	ns
Ventes électricité - BtB et BtC (TWh)	25,0	26,0	-4%
Ventes gaz - BtB et BtC (TWh)	50,6	54,6	-7%

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

** Données à fin de période.

*** Dont 19,25% 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 2025, la production nette d'électricité s'establit à 22,9 TWh, en hausse de 23% sur un an, portée par la hausse de la production de source renouvelable et l'acquisition de capacités flexibles à gaz aux Etats-Unis durant le premier semestre 2025 et au Royaume-Uni au cours du second semestre en 2024.

La capacité brute installée de génération électrique renouvelable est de 30,2 GW à la fin du premier semestre 2025, en croissance de 26% sur un an, soit 6,2 GW supplémentaires.

1.4.3.2 RÉSULTATS

(en millions de dollars)	1S25	1S24	1S25 vs 1S24
Résultat opérationnel net ajusté	1 080	1 113	-3%
Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	66	(4)	ns
Investissements organiques ⁽¹⁾	1 066	1 539	-31%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	1 806	647	x2,8
Investissements nets ⁽¹⁾	2 872	2 186	+31%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	1 159	1 315	-12%
Flux de trésorerie d'exploitation	400	1 398	-71%

Le secteur Integrated Power affiche un résultat opérationnel net ajusté de 1 080 M\$ et une marge brute d'autofinancement (CFFO) de 1 159 M\$ sur le semestre, en ligne avec la guidance annuelle.

1.4.4 Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)

1.4.4.1 RÉSULTATS

(en millions de dollars)	1S25	1S24	1S25 vs 1S24
Résultat opérationnel net ajusté	1 342	2 235	-40%
Investissements organiques ⁽¹⁾	918	1 088	-16%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	(102)	(1 202)	ns
Investissements nets ⁽¹⁾	816	(114)	ns
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	2 600	3 546	-27%
Flux de trésorerie d'exploitation	100	954	-90%

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*	1S25	1S24	1S25 vs 1S24
Total volumes raffinés (kb/j)	1 569	1 468	+7%
France	449	406	+11%
Reste de l'Europe	629	627	—
Reste du monde	491	435	+13%
Taux d'utilisation sur bruts traités*	89%	82%	—

* Sur la base de la capacité de distillation en début d'année, hors la raffinerie africaine SIR (cédée) à partir du 3ème trimestre 2024 et la raffinerie africaine Natref (cédée) au cours du 4ème trimestre 2024.

Production de produits pétrochimiques et taux d'utilisation	1S25	1S24	1S25 vs 1S24
Monomères* (kt)	2 414	2 535	-5%
Polymères (kt)	2 300	2 185	+5%
Taux d'utilisation des vapocraqueurs**	76%	76%	—

* Oléfines.

** Sur la base de la production d'oléfines issue des vapocraqueurs et de leurs capacités de production en début d'année, hors Lavera (cédé) à partir du 2^{ème} trimestre 2024.

Les volumes raffinés au premier semestre 2025 sont en hausse de 7% sur un an du fait d'une disponibilité en hausse sur l'ensemble des plateformes et d'un faible programme d'arrêts majeurs sur la période.

La production de produits pétrochimiques au premier semestre 2025 est en baisse de 5% sur un an pour les monomères, reflétant la cession du site de Lavera au deuxième trimestre 2024, ainsi qu'une maintenance planifiée sur la plateforme de Normandie, et en hausse de 5% pour les polymères, reflétant la montée en puissance de Baystar 3 aux Etats-Unis et malgré la faiblesse des ventes en Europe.

1.4.4.2.2 RÉSULTATS

(en millions de dollars, sauf l'ERM)	1S25	1S24	1S25 vs 1S24
Indicateur de marge de raffinage européen (ERM) (\$/t)*	32,4	58,3	-44%
Résultat opérationnel net ajusté	690	1 601	-57%
Investissements organiques ⁽¹⁾	569	801	-29%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	(24)	(115)	ns
Investissements nets ⁽¹⁾	545	686	-21%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	1 405	2 408	-42%
Flux de trésorerie d'exploitation	(1 096)	(588)	ns

* Cet indicateur de marché pour le raffinage européen, calculé sur la base de prix de marché publics (\$/t), 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 690 M\$ au premier semestre 2025, en baisse de 57% sur un an, en lien avec la baisse des marges de raffinage et ventes pétrochimiques.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) s'établit à 1 405 M\$ au premier semestre 2025, en baisse de 42% sur un an pour les mêmes raisons.

1.4.4.3 MARKETING & SERVICES

1.4.4.3.1 VENTES DE PRODUITS PÉTROLIERS

		1S25	1S24	1S24
		vs		
Ventes (en kb/j*)				
Total des ventes du Marketing & Services		1 295	1 338	-3%
Europe		753	744	+1%
Reste du monde		543	594	-9%

* Hors négoces internationaux (trading) et ventes massives Raffinage.

Les ventes de produits pétroliers au premier semestre 2025 sont en baisse de 3% sur un an du fait du recentrage du portefeuille sur les positions dominantes, conduisant à des cessions de filiales, notamment en Asie et en Amérique du Sud.

1.4.4.3.2 RÉSULTATS

(en millions de dollars)		1S25	1S24	1S24
		vs		
Résultat opérationnel net ajusté		652	634	+3%
Investissements organiques ⁽¹⁾		349	287	+22%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾		(78)	(1 087)	ns
Investissements nets ⁽¹⁾		271	(800)	ns
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾		1 195	1 138	+5%
Flux de trésorerie d'exploitation		1 196	1 542	-22%

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Marketing & Services s'élève à 652 M\$ au premier semestre 2025, en hausse de 3% sur un an malgré la baisse des ventes, traduisant la hausse des marges unitaires.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) s'élève à 1 195 M\$ au premier semestre 2025, en hausse de 5% 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 9 182 M\$ au premier semestre 2025 comparé à 10 939 M\$ au premier semestre 2024, principalement en raison de la baisse des prix du pétrole et des marges de raffinage, partiellement compensées par la hausse de la production d'hydrocarbures.

1.5.2 Résultat net ajusté⁽¹⁾ (part TotalEnergies)

Le résultat net ajusté part TotalEnergies s'établit à 7 770 M\$ au premier semestre 2025 contre 9 784 M\$ au premier semestre 2024, 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 (1,2 G\$) au premier semestre 2025, constitués principalement de :

- (0,8 G\$) d'effets de variation de juste valeur et de variation de stocks ;

- (0,2 G\$) de dépréciations et provisions exceptionnelles principalement liées au projet d'adaptation de la plateforme d'Anvers pour le secteur Raffinage-Chimie ;
- (0,2 G\$) d'éléments non récurrents principalement liés aux impacts de l'*Energy Profit Levy* au Royaume-Uni.

Le taux moyen d'imposition de TotalEnergies est de 41,6% au premier semestre 2025 contre 39,0% au premier semestre 2024.

1.5.3 Résultat net ajusté (part TotalEnergies) par action

Le résultat net ajusté dilué par action s'est établi à 3,41 \$ au premier semestre 2025, calculé sur la base d'un nombre moyen pondéré dilué d'actions de 2 236 millions, contre 4,14 \$ au premier semestre 2024.

Au 30 juin 2025, le nombre d'actions dilué était de 2 220 millions.

TotalEnergies a procédé au rachat* de 62 millions d'actions au premier semestre 2025, pour un montant de 3,7 G\$.

1.5.4 Acquisitions - cessions

Les acquisitions ont représenté 2 942 M\$ au premier semestre 2025, notamment liés à :

- l'acquisition de VSB ;
- l'acquisition d'un portefeuille d'actifs renouvelables en République Dominicaine ;
- l'acquisition d'une participation supplémentaire de 10% dans le champ de Moho au Congo ;
- l'acquisition de SN Power, développeur de projets d'hydroélectricité en Afrique ;
- l'acquisition du projet renouvelable Big Sky Solar au Canada.

Les cessions ont représenté 709 M\$ au premier semestre 2025, notamment liés à :

- la cession de 50% d'un portefeuille d'actifs renouvelables au Portugal ;
- la cession de participations dans les permis de Nkossa et Nsoko II au Congo ;
- la finalisation de la cession des activités de distribution de carburants au Brésil.

1.5.5 Cash-flow net⁽¹⁾

Le cash-flow net de TotalEnergies ressort à 2 057 M\$ au premier semestre 2025 contre 7 743 M\$ un an auparavant, compte tenu de la baisse de 2 335 M\$ de la marge brute d'autofinancement (CFFO) et de la hausse de 3 551 M\$ des investissements nets au premier semestre 2025 pour atteindre 11 553 M\$.

Le flux de trésorerie d'exploitation est de 8 523 M\$ au premier semestre 2025, pour une marge brute d'autofinancement (CFFO) de 13 610 M\$, est impacté négativement par une augmentation du besoin de fonds de roulement de 4,9 G\$, en ligne avec celle du premier semestre 2024, principalement liée au retourment d'éléments exceptionnels qui avaient réduit le besoin en fonds de roulement au quatrième trimestre 2024, à l'effet défavorable de la baisse des cours sur les dettes fiscales, à l'évolution de l'activité (hausse des stocks et des ventes) et à des paiements d'avances étant intervenus au premier semestre de l'année 2025.

*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 14,1% sur la période du 1^{er} juillet 2024 au 30 juin 2025.

(en millions de dollars)	Période du 1 ^{er} juillet 2024 au 30 juin 2025	Période du 1 ^{er} avril 2024 au 31 mars 2025	Période du 1 ^{er} juillet 2023 au 30 juin 2024
Résultat net ajusté (part TotalEnergies) ⁽¹⁾	16 535	17 636	21 769
Capitaux propres retraités moyens	117 441	116 758	116 286
Rentabilité des capitaux propres (ROE)	14,1%	15,1%	18,7%

La rentabilité des capitaux employés moyens⁽¹⁾ s'est établie à 12,4% sur la période 1^{er} juillet 2024 au 30 juin 2025.

(en millions de dollars)	Période du 1 ^{er} juillet 2024 au 30 juin 2025	Période du 1 ^{er} avril 2024 au 31 mars 2025	Période du 1 ^{er} juillet 2023 au 30 juin 2024
Résultat opérationnel net ajusté ⁽¹⁾	18 184	19 125	23 030
Capitaux Employés moyens ⁽¹⁾	146 456	144 629	138 776
ROACE⁽¹⁾	12,4%	13,2%	16,6%

1.6 Comptes sociaux de TotalEnergies SE

Le résultat de TotalEnergies SE, société mère, s'établit à 7 824 millions d'euros au premier semestre 2025, contre 7 965 millions d'euros au premier semestre 2024.

1.7 Sensibilités sur l'année 2025⁽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)	+/- 10 \$/t	+/- 0,4 G\$	+/- 0,5 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 2025. 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 70-80 \$/b.

1.8 Perspectives

Dans un contexte géopolitique et macroéconomique instable (guerre des tarifs douaniers), les marchés du pétrole demeurent volatils, avec des prix oscillant entre 60 et 70 \$/b, faisant face à une offre abondante alimentée par la décision de l'OPEP+ de remettre sur le marché certaines réductions volontaires de production et à une faible demande liée au ralentissement de la croissance économique mondiale.

Les marges de raffinage et de pétrochimie font face à des surcapacités structurelles au regard d'une demande qui reste faible. Cependant, compte-tenu de la demande estivale traditionnellement plus forte (*driving season*), les marges de raffinages se situent au-delà de 50 \$/t en ce début de troisième trimestre 2025.

Les prix du gaz européens sur les marchés *forward* demeurent soutenus autour de 12 \$/Mbtu au troisième trimestre 2025 et pour l'hiver 2025/26, dans un contexte de reconstitution des stocks en Europe. 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 de 9 à 9,5 \$/Mbtu au troisième trimestre 2025.

La production d'hydrocarbures au troisième trimestre 2025 est attendue en croissance de plus de 3% par rapport au troisième trimestre 2024, en ligne avec l'objectif annuel de la Compagnie de croissance de la production de plus de 3% en 2025 par rapport à 2024.

Le taux d'utilisation des raffineries devrait se situer entre 80 et 85% au troisième trimestre 2025 compte tenu de maintenances programmées sur les plateformes d'Anvers, de Port Arthur et de HTC.

La Compagnie prévoit que ses investissements nets seront dans la *guidance* de 17 à 17,5 G\$ pour l'année étant donné le programme de cessions prévues au second semestre.

1.9 Principales données opérationnelles des secteurs

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

Production combinée liquides/gaz par zone géographique (kbep/j)	1S25	1S24	1S25 vs 1S24
Europe	547	566	-3%
Afrique	424	456	-7%
Moyen-Orient et Afrique du Nord	849	820	+4%
Amériques	430	355	+21%
Asie Pacifique	281	254	+10%
Production totale	2 531	2 451	+3%
dont filiales mises en équivalence	382	352	+8%

Production de liquides par zone géographique (kb/j)	1S25	1S24	1S25 vs 1S24
Europe	209	225	-7%
Afrique	310	328	-5%
Moyen-Orient et Afrique du Nord	677	656	+3%
Amériques	210	168	+24%
Asie Pacifique	105	103	+2%
Production totale	1 511	1 480	+2%
dont filiales mises en équivalence	161	152	+6%

Production de gaz par zone géographique (Mpc/j)	1S25	1S24	1S25 vs 1S24
Europe	1 819	1 841	-1%
Afrique	573	634	-10%
Moyen-Orient et Afrique du Nord	947	900	+5%
Amériques	1 225	1 032	+19%
Asie Pacifique	960	808	+19%
Production totale	5 524	5 215	+6%
dont filiales mises en équivalence	1 205	1 085	+11%

1.9.2 Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)

Ventes de produits raffinés par zone géographique (kb/j)	1S25	1S24	1S25 vs 1S24
Europe	1 790	1 807	-1%
Afrique	617	575	+7%
Amériques	1 065	1 011	+5%
Reste du monde	901	675	+33%
Total des ventes	4 373	4 068	+7%
dont ventes massives raffinage	362	399	-9%
dont négoce international	2 716	2 331	+16%

Production de produits pétrochimiques* (kt)	1S25	1S24	1S25 vs 1S24
Europe	1 816	1 890	-4%
Amériques	1 444	1 401	+3%
Moyen-Orient et Asie	1 454	1 430	+2%

* Oléfines, polymères.

1.9.3 Integrated power

1.9.3.1 PRODUCTION NETTE D'ÉLECTRICITÉ

Production nette d'électricité (TWh)	1S25						1S24					
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total
France	0,4	0,4	–	2,4	0,0	3,2	0,3	0,4	–	2,3	0,0	3,0
Reste de l'Europe	0,3	1,1	0,5	2,6	0,2	4,7	0,2	1,0	1,0	1,1	0,2	3,4
Afrique	0,0	–	–	–	0,1	0,2	0,0	0,0	–	–	–	0,1
Moyen Orient	0,5	–	–	0,5	–	0,9	0,5	–	–	0,5	–	1,0
Amérique du Nord	1,9	1,1	–	2,3	–	5,3	1,5	1,2	–	2,0	–	4,6
Amérique du Sud	0,3	1,6	–	–	–	1,9	0,3	1,4	–	–	–	1,7
Inde	4,7	0,9	–	–	–	5,6	3,4	0,6	–	–	–	4,0
Asie Pacifique	0,7	0,0	0,3	–	–	1,0	0,7	0,0	0,1	–	–	0,9
Total	8,8	5,2	0,8	7,7	0,4	22,9	6,8	4,6	1,1	5,8	0,2	18,6

1.9.3.2 CAPACITÉS NETTES INSTALLÉES DE GÉNÉRATION ÉLECTRIQUE

Capacités nettes installées de génération électrique (GW) (17)	1S25						1S24					
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total
France	0,8	0,5	–	2,7	0,2	4,2	0,6	0,4	–	2,6	0,1	3,7
Reste de l'Europe	0,5	1,0	0,3	2,1	0,2	4,0	0,3	0,9	0,3	1,4	0,1	2,9
Afrique	0,0	–	–	–	0,1	0,1	0,1	0,0	–	–	0,0	0,1
Moyen Orient	0,5	–	–	0,3	–	0,8	0,4	–	–	0,3	–	0,8
Amérique du Nord	2,8	0,9	–	1,5	0,4	5,5	2,3	0,8	–	1,5	0,4	5,0
Amérique du Sud	0,4	1,0	–	–	–	1,4	0,4	0,9	–	–	–	1,2
Inde	6,0	0,6	–	–	–	6,6	4,2	0,5	–	–	–	4,7
Asie Pacifique	1,1	0,0	0,2	–	–	1,3	1,1	0,0	0,1	–	0,0	1,2
Total	12,2	4,0	0,5	6,5	0,8	24,0	9,3	3,5	0,4	5,8	0,7	19,6

(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)}	1S25					1S24				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	1,3	0,9	–	0,2	2,3	1,1	0,7	–	0,2	2,0
Reste de l'Europe	0,6	1,5	1,1	0,3	3,5	0,3	1,1	1,1	0,2	2,7
Afrique	0,1	–	–	0,3	0,4	0,1	–	–	0,0	0,1
Moyen Orient	1,3	–	–	–	1,3	1,2	–	–	–	1,2
Amérique du Nord	6,1	2,3	–	0,8	9,3	5,2	2,2	–	0,7	8,1
Amérique du Sud	0,4	1,5	–	–	1,9	0,4	1,3	–	–	1,6
Inde	8,5	0,6	–	–	9,2	5,9	0,5	–	–	6,5
Asie Pacifique	1,7	0,0	0,6	0,0	2,4	1,5	–	0,3	–	1,8
Total	20,0	6,8	1,8	1,6	30,2	15,7	5,8	1,4	1,1	24,0

Capacités brutes en construction de génération électrique renouvelable (GW) ^{(18),(19)}	1S25					1S24				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	0,3	0,1	0,0	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2
Reste de l'Europe	0,5	0,2	0,8	0,3	1,9	0,4	0,2	–	0,1	0,6
Afrique	0,5	0,1	–	0,1	0,7	0,3	–	–	0,1	0,4
Moyen Orient	1,7	0,2	–	–	2,0	0,1	–	–	–	0,1
Amérique du Nord	1,2	–	–	0,5	1,7	1,7	0,0	–	0,3	2,0
Amérique du Sud	0,9	0,4	–	0,2	1,4	0,0	0,6	–	–	0,7
Inde	1,6	–	–	–	1,6	0,5	0,1	–	–	0,5
Asie Pacifique	0,1	–	–	–	0,1	0,0	0,0	0,4	–	0,4
Total	6,7	1,1	0,8	1,2	9,8	3,2	0,9	0,4	0,4	5,0

Capacités brutes en développement de génération électrique renouvelable (GW) ^{(18),(19)}	1S25					1S24				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	1,0	0,5	–	0,0	1,6	1,4	0,4	–	0,1	1,9
Reste de l'Europe	6,4	1,7	14,3	2,9	25,3	4,4	0,8	8,9	2,2	16,4
Afrique	0,5	0,2	–	–	0,7	0,7	0,3	–	–	1,0
Moyen Orient	0,6	–	–	–	0,6	1,8	–	–	–	1,8
Amérique du Nord	10,9	3,7	4,1	4,6	23,3	9,7	2,9	4,1	4,4	21,1
Amérique du Sud	1,2	1,4	–	0,0	2,6	2,1	1,2	–	0,2	3,4
Inde	2,0	0,1	–	–	2,1	4,5	0,2	–	–	4,7
Asie Pacifique	3,2	1,1	2,6	1,1	7,9	3,4	1,1	2,6	1,1	8,2
Total	25,8	8,6	21,0	8,6	64,1	28,0	6,8	15,6	8,0	58,5

(18) Dont 19,25% 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)	1S25	1S24
Résultat net (part TotalEnergies)	6 538	9 508
Eléments non-récurrents du résultat net (part TotalEnergies)	(448)	531
Plus ou moins-value de cession	—	1 397
Charges de restructuration	—	(11)
Dépréciations et provisions exceptionnelles	(209)	(644)
Autres éléments	(239)	(211)
Effet de stock : écart FIFO / coût de remplacement, net d'impôt	(346)	(196)
Effet des variations de juste valeur	(438)	(611)
Total des éléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)	(1 232)	(276)
Résultat net ajusté (part TotalEnergies)	7 770	9 784

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)	1S25	1S24	1S24 vs 1S25
Résultat net (part TotalEnergies)	6 538	9 508	-31%
Moins : éléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)	1 232	276	x4,5
Résultat net ajusté (part TotalEnergies)	7 770	9 784	-21%
Éléments ajustés			
Plus : intérêts ne conférant pas le contrôle	130	167	-22%
Plus : charge / (produit) d'impôt	5 033	5 968	-16%
Plus : amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	6 104	5 904	+3%
Plus : amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	179	179	—
Plus : coût de l'endettement financier brut	1 541	1 433	+8%
Moins : produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	(563)	(869)	ns
EBITDA ajusté	20 194	22 566	-11%

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)	1S25	1S24	1S25 vs 1S24
Éléments ajustés			
Produits des ventes	92 575	101 066	-8%
Achats, nets de variation de stocks	(59 096)	(64 839)	ns
Autres charges d'exploitation	(15 130)	(15 244)	ns
Charges d'exploration	(178)	(185)	ns
Autres produits	791	386	x2
Autres charges hors amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	(449)	(162)	ns
Autres produits financiers	716	715	-
Autres charges financières	(452)	(428)	ns
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	1 417	1 257	+13%
EBITDA ajusté	20 194	22 566	-11%
Éléments ajustés			
Moins : amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(6 104)	(5 904)	ns
Moins : amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	(179)	(179)	ns
Moins : coût de l'endettement financier brut	(1 541)	(1 433)	ns
Plus : produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	563	869	-35%
Moins : produit (charge) d'impôt	(5 033)	(5 968)	ns
Moins : intérêts ne conférant pas le contrôle	(130)	(167)	ns
Plus : éléments d'ajustements (part TotalEnergies)	(1 232)	(276)	ns
Résultat net (part TotalEnergies)	6 538	9 508	-31%

1.10.3 Investissements – Désinvestissements

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

(en millions de dollars)	1S25	1S24	1S25 vs 1S24
Flux de trésorerie d'investissement (a)	11 494	8 025	+43%
Autres opérations avec des intérêts ne conférant pas le contrôle (b)	–	–	ns
Remboursement organique de prêts SME (c)	60	(26)	ns
Variation de dettes de projets renouvelables (d)*	(221)	–	ns
Capex liés aux contrats de location capitalisés (e)	198	200	-1%
Dépenses liées aux crédits carbone (f)	22	3	x7,3
Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g – i + h)	11 553	8 202	+41%
Dont acquisitions nettes de cessions (g – i)	2 233	(280)	ns
Acquisitions (g)	2 942	1 618	+82%
Cessions (i)	709	1 898	-63%
Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	67	–	ns
Dont investissements organiques (h)	9 320	8 482	+10%
Exploration capitalisée	148	247	-40%
Augmentation des prêts non courants	993	1 127	-12%
Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(359)	(324)	ns
Variation de dettes de projets renouvelables quote-part TotalEnergies	(154)	–	ns

* 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)	1S25	1S24	1S25 vs 1S24
Flux de trésorerie d'exploitation (a)	8 523	11 176	-24%
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b)*	(4 562)	(4 452)	ns
Effet de stock (c)	(379)	(343)	ns
Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	86	–	ns
Remboursement organique de prêts SME (e)	60	(26)	ns
Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a – b – c + d + e)	13 610	15 945	-15%
Frais financiers	(610)	(262)	ns
Marge brute d'autofinancement hors frais financiers (Dacf)	14 220	16 207	-12%
Investissements organiques (g)	9 320	8 482	+10%
Cash-flow après investissements organiques (f – g)	4 290	7 463	-43%
Investissements nets (h)	11 553	8 202	+41%
Cash flow net (f – h)	2 057	7 743	-73%

* 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)	30/06/2025	31/03/2025	30/06/2024
Dettes financières courantes*	12 570	10 983	9 358
Autres passifs financiers courants	861	897	461
Actifs financiers courants**	(4 872)	(5 892)	(6 425)
Actifs et passifs financiers destinés à être cédés ou échangés*	41	41	(61)
Dettes financières non courantes*	39 161	37 862	34 726
Actifs financiers non courants*	(1 410)	(953)	(1 166)
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(20 424)	(22 837)	(23 211)
Dette nette (a)	25 927	20 101	13 682
Capitaux propres (part TotalEnergies)	116 642	117 956	117 379
Intérêts minoritaires (ne conférant pas le contrôle)	2 360	2 465	2 648
Capitaux propres (b)	119 002	120 421	120 027
Ratio d'endettement = a / (a + b)	17,9%	14,3%	10,2%
<i>Dette nette de location (c)</i>	8 907	8 533	8 012
<i>Ratio d'endettement y compris dette nette de location (a+c)/(a+b+c)</i>	22,6%	19,2%	15,3%

* 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.

Le ratio d'endettement s'établit à 17,9% à fin juin 2025, compte tenu de l'effet saisonnier de la variation du besoin en fonds de roulement et du rythme des investissements. Hors ces effets, le ratio d'endettement normalisé s'établit à 15%.

1.10.6 Rentabilité des capitaux employés moyens

PÉRIODE DU 1^{ER} JUILLET 2024 AU 30 JUIN 2025

(en millions de dollars)	Exploration & Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage & Chimie	Marketing & Services	Compagnie
Résultat opérationnel net ajusté	9 212	4 830	2 140	1 249	1 378	18 184
Capitaux employés au 31/06/2024	65 809	38 708	21 861	8 728	6 954	140 180
Capitaux employés au 31/06/2025	67 042	44 300	27 033	8 827	7 325	152 732
ROACE	13,9%	11,6%	8,8%	14,2%	19,3%	12,4%

1.10.7 Retour à l'actionnaire (Pay-out)

(en millions de dollars)	1S25	1S24	2024
Dividendes payés (actionnaires de la société mère)	3 745	3 756	7 717
Rachat d'actions propres hors frais et taxes	3 726	4 000	7 970
Payout ratio	54%	45%	50%

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

1.10.8.1 EXPLORATION-PRODUCTION

2 ^{ème} trimestre 2025	1 ^{er} trimestre 2025	2 ^{ème} trimestre 2024	2 ^{ème} trimestre 2025 vs 2 ^{ème} trimestre 2024	(en millions de dollars)	6 mois 2025	6 mois 2024	6 mois 2025 vs 6 mois 2024
3 106	2 689	2 548	22%	Flux de trésorerie d'investissement (a)	5 795	4 536	28%
–	–	–	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
89	109	90	-1%	Capex liés aux contrats de location capitalisés (e)	198	180	10%
20	2	4	x5	Dépenses liées aux crédits carbone (f)	22	3	x7,3
3 215	2 800	2 642	22%	Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g - i + h)	6 015	4 719	27%
162	116	57	x2,8	dont acquisitions nettes de cessions (g - i)	278	93	x3
193	445	160	21%	Acquisitions (g)	638	487	31%
31	329	103	-70%	Cessions (i)	360	394	-9%
–	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	–	–	ns
3 053	2 684	2 585	18%	Dont investissements organiques (h)	5 737	4 626	24%
30	109	88	-66%	Exploration capitalisée	139	225	-38%
42	82	67	-37%	Augmentation des prêts non courants	124	109	14%
(49)	(29)	(46)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(78)	(61)	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.

1.10.8.2 INTEGRATED LNG

2 ^{ème} trimestre 2025	1 ^{er} trimestre 2025	2 ^{ème} trimestre 2024	2 ^{ème} trimestre 2025 vs 2 ^{ème} trimestre 2024	(en millions de dollars)	6 mois 2025	6 mois 2024	6 mois 2025 vs 6 mois 2024
852	892	815	5%	Flux de trésorerie d'investissement (a)	1 744	1 330	31%
–	–	–	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
1	(1)	7	-86%	Capex liés aux contrats de location capitalisés (e)	–	19	-100%
–	–	–	ns	Dépenses liées aux crédits carbone (f)	–	–	ns
853	892	822	4%	Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g - i + h)	1 745	1 350	29%
110	140	198	-44%	dont acquisitions nettes de cessions (g - i)	250	186	34%
110	144	199	-45%	Acquisitions (g)	254	199	28%
–	4	1	-100%	Cessions (i)	4	13	-69%
–	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	–	–	ns
743	752	624	19%	Dont investissements organiques (h)	1 495	1 164	28%
7	2	13	-46%	Exploration capitalisée	9	22	-59%
187	182	153	22%	Augmentation des prêts non courants	369	326	13%
(25)	(5)	(42)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(30)	(79)	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 2025	1 ^{er} trimestre 2025	2 ^{ème} trimestre 2024	2 ^{ème} trimestre 2025 vs 2 ^{ème} trimestre 2024	(en millions de dollars)	6 mois 2025	6 mois 2024	6 mois 2025 vs 6 mois 2024
2 156	878	508	x4,2	Flux de trésorerie d'investissement (a)	3 034	2 185	39%
–	–	–	ns	Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle (b)	–	–	ns
54	5	–	ns	Remboursement organique de prêts SME (c)	59	–	ns
(221)	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables (d)*	(221)	–	ns
–	–	–	ns	Capex liés aux contrats de location capitalisés (e)	–	1	-100%
–	–	–	ns	Dépenses liées aux crédits carbone (f)	–	–	ns
1 989	883	508	x3,9	Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g – i + h)	2 872	2 186	31%
1 568	238	(88)	ns	dont acquisitions nettes de cessions (g – i)	1 806	647	x2,8
1 791	245	142	x12,6	Acquisitions (g)	2 036	878	x2,3
223	7	230	-3%	Cessions (i)	230	231	ns
67	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	67	–	ns
421	645	596	-29%	Dont investissements organiques (h)	1 066	1 539	-31%
–	–	–	ns	Exploration capitalisée	–	–	ns
150	268	239	-37%	Augmentation des prêts non courants	418	544	-23%
(137)	(46)	(31)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(183)	(92)	ns
(154)	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part TotalEnergies	(154)	–	ns

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

1.10.8.4 RAFFINAGE-CHIMIE

2 ^{ème} trimestre 2025	1 ^{er} trimestre 2025	2 ^{ème} trimestre 2024	2 ^{ème} trimestre 2025 vs 2 ^{ème} trimestre 2024	(en millions de dollars)	6 mois 2025	6 mois 2024	6 mois 2025 vs 6 mois 2024
309	236	316	-2%	Flux de trésorerie d'investissement (a)	545	713	-24%
–	–	–	ns	Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle (b)	–	–	ns
–	–	(29)	-100%	Remboursement organique de prêts SME (c)	–	(27)	-100%
–	–	–	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
309	236	287	8%	Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g – i + h)	545	686	-21%
(24)	–	(95)	ns	dont acquisitions nettes de cessions (g – i)	(24)	(115)	ns
11	–	26	-58%	Acquisitions (g)	11	35	-69%
35	–	121	-71%	Cessions (i)	35	150	-77%
–	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	–	–	ns
333	236	382	-13%	Dont investissements organiques (h)	569	801	-29%
–	–	–	ns	Exploration capitalisée	–	–	ns
17	10	58	-71%	Augmentation des prêts non courants	27	65	-58%
(7)	(6)	(3)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(13)	(10)	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 2025	1 ^{er} trimestre 2025	2 ^{ème} trimestre 2024	2 ^{ème} trimestre 2025 vs 2 ^{ème} trimestre 2024	(en millions de dollars)	6 mois 2025	6 mois 2024	6 mois 2025 vs 6 mois 2024
196	75	337	-42%	Flux de trésorerie d'investissement (a)	271	(800)	ns
—	—	—	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
196	75	337	-42%	Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g - i + h)	271	(800)	ns
(3)	(75)	151	ns	dont acquisitions nettes de cessions (g - i)	(78)	(1 087)	ns
1	2	17	-94%	Acquisitions g)	3	19	-84%
4	77	(134)	ns	Cessions (i)	81	1 106	-93%
—	—	—	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	—	—	ns
199	150	186	7%	Dont investissements organiques (h)	349	287	22%
—	—	—	ns	Exploration capitalisée	—	—	ns
26	18	57	-54%	Augmentation des prêts non courants	44	68	-35%
(22)	(17)	(53)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(39)	(79)	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 2025	1 ^{er} trimestre 2025	2 ^{ème} trimestre 2024	2 ^{ème} trimestre 2025 vs 2 ^{ème} trimestre 2024	(en millions de dollars)	6 mois 2025	6 mois 2024	6 mois 2025 vs 6 mois 2024
3 675	3 266	4 535	-19%	Flux de trésorerie d'exploitation (a)	6 941	8 125	-15%
(85)	(1 025)	182	ns	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b)	(1 110)	(706)	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
3 760	4 291	4 353	-14%	Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a - b - c + d + e)	8 051	8 831	-9%

1.10.9.2 INTEGRATED LNG

2 ^{ème} trimestre 2025	1 ^{er} trimestre 2025	2 ^{ème} trimestre 2024	2 ^{ème} trimestre 2025 vs 2 ^{ème} trimestre 2024	(en millions de dollars)	6 mois 2025	6 mois 2024	6 mois 2025 vs 6 mois 2024
539	1 743	431	25%	Flux de trésorerie d'exploitation (a)	2 282	2 141	7%
(620)	495	(789)	ns	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b)*	(125)	(426)	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
1 159	1 249	1 220	-5%	Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a - b - c + d + e)	2 408	2 568	-6%

* 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 2025	1 ^{er} trimestre 2025	2 ^{ème} trimestre 2024	2 ^{ème} trimestre 2025 vs 2 ^{ème} trimestre 2024	(en millions de dollars)	6 mois 2025	6 mois 2024	6 mois 2025 vs 6 mois 2024
799	(399)	1 647	-51%	Flux de trésorerie d'exploitation (a)	400	1 398	-71%
377	(991)	1 024	-63%	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b)*	(614)	83	ns
–	–	–	ns	Effet de stock (c)	–	–	ns
86	–	–	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	86	–	ns
54	5	–	ns	Remboursement organique de prêts SME (e)	59	–	ns
562	597	623	-10%	Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a – b – c + d + e)	1 159	1 315	-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 2025	1 ^{er} trimestre 2025	2 ^{ème} trimestre 2024	2 ^{ème} trimestre 2025 vs 2 ^{ème} trimestre 2024	(en millions de dollars)	6 mois 2025	6 mois 2024	6 mois 2025 vs 6 mois 2024
887	(1 983)	1 541	-42%	Flux de trésorerie d'exploitation (a)	(1 096)	(588)	ns
362	(2 543)	788	-54%	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b)	(2 181)	(2 738)	ns
(247)	(73)	(393)	ns	Effet de stock (c)	(320)	(285)	ns
–	–	–	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	–	–	ns
–	–	(29)	-100%	Remboursement organique de prêts SME (e)	–	(27)	-100%
772	633	1 117	-31%	Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a – b – c + d + e)	1 405	2 408	-42%

1.10.9.5 MARKETING & SERVICES

2 ^{ème} trimestre 2025	1 ^{er} trimestre 2025	2 ^{ème} trimestre 2024	2 ^{ème} trimestre 2025 vs 2 ^{ème} trimestre 2024	(en millions de dollars)	6 mois 2025	6 mois 2024	6 mois 2025 vs 6 mois 2024
628	568	1 650	-62%	Flux de trésorerie d'exploitation (a)	1 196	1 542	-22%
(58)	118	1 066	ns	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b)	60	462	-87%
(25)	(34)	(75)	ns	Effet de stock (c)	(59)	(58)	ns
–	–	–	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	–	–	ns
–	–	–	ns	Remboursement organique de prêts SME (e)	–	–	ns
711	484	659	8%	Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a – b – c + d + e)	1 195	1 138	5%

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 2025	1 974	1 041	574	389	412	(245)	–	4 145
Résultat opérationnel net ajusté 1 ^{er} trimestre 2025	2 451	1 294	506	301	240	(131)	–	4 661
Résultat opérationnel net ajusté 4 ^{ème} trimestre 2024	2 305	1 432	575	318	362	(173)	–	4 819
Résultat opérationnel net ajusté 3 ^{ème} trimestre 2024	2 482	1 063	485	241	364	(76)	–	4 559
Résultat opérationnel net ajusté (a)	9 212	4 830	2 140	1 249	1 378	(625)	–	18 184

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>
Autres créances	6 848	8 899	5 206	2 723	2 955	5 627	(8 098)	24 160
Fournisseurs et comptes rattachés	(6 884)	(7 473)	(6 333)	(32 438)	(9 932)	(1 049)	24 821	(39 288)
Autres crébiteurs et dettes diverses	(9 785)	(8 541)	(4 484)	(5 171)	(5 385)	(9 487)	8 181	(34 672)
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 (b)	67 042	44 300	27 033	8 827	7 325	(1 795)	–	152 732

Bilan au 30 juin 2024

Immobilisations corporelles et incorporelles	84 754	24 936	14 078	11 987	6 476	649	–	142 880
Titres et prêts des sociétés mises en équivalence	3 463	15 294	8 921	4 122	1 000	–	–	32 800
Autres actifs non courants	3 803	2 424	1 147	731	1 224	214	–	9 543
<i>Stocks</i>	<i>1 486</i>	<i>1 495</i>	<i>577</i>	<i>12 822</i>	<i>3 809</i>	<i>–</i>	<i>–</i>	<i>20 189</i>
<i>Clients et comptes rattachés</i>	<i>6 432</i>	<i>5 526</i>	<i>4 766</i>	<i>20 755</i>	<i>8 940</i>	<i>1 073</i>	<i>(26 845)</i>	<i>20 647</i>
Autres créances	6 497	7 876	4 797	2 146	3 141	7 313	(11 756)	20 014
Fournisseurs et comptes rattachés	(6 984)	(6 429)	(5 653)	(33 025)	(10 387)	(775)	26 804	(36 449)
Autres crébiteurs et dettes diverses	(8 785)	(8 614)	(4 989)	(6 082)	(5 762)	(11 007)	11 797	(33 442)
Besoin en fonds de roulement	(1 354)	(146)	(502)	(3 384)	(259)	(3 396)	–	(9 041)
Provisions et autres passifs non courants	(24 947)	(3 800)	(1 807)	(3 467)	(1 207)	653	–	(34 575)
Actifs et passifs destinés à être cédés ou échangés -								
Capitaux employés	90	–	24	–	–	–	–	114
Capitaux employés (Bilan)	65 809	38 708	21 861	9 989	7 234	(1 880)	–	141 721
Moins effet de stock	–	–	–	(1 261)	(280)	–	–	(1 541)
Capitaux Employés au coût de remplacement (c)	65 809	38 708	21 861	8 728	6 954	(1 880)	–	140 180

ROACE en pourcentage (a / moyenne (b + c)) 13,9% 11,6% 8,8% 14,2% 19,3% 12,4%

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

(en millions de dollars)	2 ^{ème} trimestre 2025	1 ^{er} trimestre 2025	2 ^{ème} trimestre 2024	6 mois 2025	6 mois 2024
Résultat net de l'ensemble consolidé (a)	2 746	3 921	3 847	6 667	9 651
Coût net de la dette nette (b)	(486)	(385)	(365)	(871)	(650)
Eléments non-récurrents du résultat opérationnel net	(361)	(122)	(256)	(483)	536
Plus ou moins-value de cession	—	—	(110)	—	1 397
Charges de restructuration	—	—	(11)	—	(11)
Dépréciations et provisions exceptionnelles	(209)	—	—	(209)	(644)
Autres éléments	(152)	(122)	(135)	(274)	(206)
Effet de stock : écart FIFO / coût de remplacement, net d'impôt	(269)	(78)	(327)	(347)	(220)
Effet des variations de juste valeur	(283)	(155)	(291)	(438)	(611)
Total des éléments d'ajustement du résultat opérationnel net (c)	(913)	(355)	(874)	(1 268)	(295)
Résultat opérationnel net ajusté (a – b – c)	4 145	4 661	5 086	8 806	10 596

1.11 Principaux risques et incertitudes pour les six mois restants de l'exercice 2025

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 2024 et déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 31 mars 2025. 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 2025 (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 2025 figurent en note 6 de l'annexe aux comptes consolidés condensés du premier semestre 2025 (page 55 du présent rapport financier semestriel).

Avertissement

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

Ce document peut contenir des déclarations prospectives (incluant des *forward-looking statements* au sens du *Private Securities Litigation Reform Act de 1995*), concernant notamment la situation financière, les résultats d'opérations, les activités et la stratégie de TotalEnergies. Il peut notamment contenir des indications sur les perspectives, objectifs, axes de progrès et ambitions de TotalEnergies y compris en matière climatique et de neutralité carbone (zéro émission nette). Une ambition exprime une volonté de TotalEnergies, étant précisé que les moyens à mettre en œuvre ne dépendent pas que de TotalEnergies. Ces déclarations prospectives peuvent être généralement identifiées par l'utilisation du futur, du conditionnel ou de termes à caractère prospectif tels que « sera », « devrait », « pourrait », « serait », « peut », « pourrait », « vraisemblablement », « envisager », « avoir l'intention », « anticiper », « croire », « estimer », « planifier », « prévoir », « penser », « engager », « avoir pour objectif », « avoir pour ambition » ou terminologie similaire. Les déclarations prospectives contenues dans ce document sont fondées sur des données, hypothèses économiques et estimations formulées dans un contexte économique, concurrentiel et réglementaire donné et considérées comme raisonnables par TotalEnergies à la date du présent document. Ces déclarations prospectives ne sont pas des données historiques et ne doivent pas être interprétées comme des garanties que les perspectives, objectifs ou ambitions énoncés seront réalisés. Elles peuvent s'avérer inexactes dans le futur et sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées avec un écart significatif entre les résultats réels et ceux envisagés, en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel et réglementaire, ou en raison de la matérialisation de facteurs de risque tels que notamment les fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, l'évolution de la demande et des prix des produits pétroliers, les variations des résultats de production et des estimations de réserves, la capacité à réaliser des réductions de coûts ou des gains d'efficacité sans perturber indûment les opérations, les évolutions légales et réglementaires y compris dans les domaines environnementaux et climatiques, la variation des taux de change, les innovations technologiques, les conditions et événements météorologiques, ainsi que les évolutions socio-démographiques, économiques et politiques, les changements des conditions de marché, les pertes de parts de marché et les modifications des préférences des consommateurs, ou encore les pandémies comme la pandémie COVID-19. De même, certaines informations financières reposent sur des estimations notamment lors de l'évaluation de la valeur recouvrable des actifs et des montants des éventuelles dépréciations d'actifs. Les lecteurs ne doivent pas considérer les déclarations prospectives comme des données exactes mais comme l'expression de point de vue de la Compagnie à la date de publication du présent document. TotalEnergies SE et ses filiales n'ont aucune obligation, ne prennent aucun engagement et décline toute responsabilité vis-à-vis des investisseurs ou toute autre partie prenante de mettre à jour ou de réviser, en particulier en raison d'informations nouvelles ou événements futurs, tout ou partie des déclarations, informations prospectives, tendances ou objectifs contenus dans ce document. Par ailleurs, la Compagnie ne vérifie pas 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 par ailleurs décrits dans les versions les plus actualisées du Document d'enregistrement universel déposé par TotalEnergies SE auprès de l'Autorité des marchés financiers et du Form 20-F déposé par la Société auprès de la United States Securities and Exchange Commission (« SEC »). Enfin, les développements portant sur les questions relatives au changement climatique et d'autres questions environnementales ou sociales contenus dans ce document sont fondés sur divers référentiels et l'intérêt des diverses parties prenantes qui sont susceptibles d'évoluer indépendamment de notre volonté. En outre, nos disclosures sur ces questions, y compris celles liées au climat et d'autres questions environnementales ou sociales, peuvent inclure des informations qui ne sont pas nécessairement significatives ("material") au

sens des lois américaines sur les valeurs mobilières pour les besoins des rapports de la SEC ou au sens des réglementations boursières applicables.

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

Les éléments d'ajustement comprennent :

(i) les éléments non récurrents

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

(ii) l'effet de stock

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

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

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

(iii) l'effet des variations de juste valeur

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

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

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

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

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

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

Avertissement aux investisseurs américains – La SEC autorise les sociétés pétrolières et gazières sous son autorité à publier séparément les réserves prouvées, probables et possibles qu'elles auraient identifiées conformément aux règles de la SEC. Ce document peut contenir certains termes que les recommandations de la SEC nous interdisent strictement d'utiliser dans les documents officiels qui lui sont adressés, comme notamment les termes "réserves potentielles" ou "ressources". Tout investisseur américain est prié de se reporter au Form 20-F publié par TotalEnergies SE, File N ° 1-10888, disponible au 2, place Jean Millier – Arche Nord Coupole/Regnault – 92078 Paris-La Défense Cedex, France, ou sur notre site Internet totalenergies.com. 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 2025

2.1	Rapport des commissaires aux comptes sur l'information financière semestrielle	38
2.2	Compte de résultat consolidé - semestriel	39
2.3	Résultat global consolidé - semestriel	40
2.4	Compte de résultat consolidé - trimestriel	41
2.5	Résultat global consolidé - trimestriel	42
2.6	Bilan consolidé	43
2.7	Tableau de flux de trésorerie consolidé - semestriel	44
2.8	Tableau de flux de trésorerie consolidé - trimestriel	45

2.9	Variation des capitaux propres consolidés	46
2.10	Annexe aux comptes consolidés au 30 juin 2025 (non auditee)	47
1)	Base de préparation des comptes consolidés	47
2)	Évolution de la composition de la Compagnie	47
3)	Informations par secteur d'activité	49
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 2025

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 2025, 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 23 juillet 2025

Les Commissaires aux Comptes,

PricewaterhouseCoopers Audit

ERNST & YOUNG Audit

Olivier Lotz

Cécile Saint-Martin

Yvon Salaün

Stéphane Pédon

Associé

Associée

Associé

Associé

2.2 Compte de résultat consolidé – semestriel

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars) ^(a)	1 ^{er} semestre 2025	1 ^{er} semestre 2024
Chiffre d'affaires	101 881	110 021
Droits d'accises	(9 306)	(8 955)
Produits des ventes	92 575	101 066
Achats, nets de variation de stocks	(60 013)	(65 897)
Autres charges d'exploitation	(15 398)	(15 372)
Charges d'exploration	(178)	(185)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(6 256)	(5 918)
Autres produits	791	1 761
Autres charges	(578)	(566)
Coût de l'endettement financier brut	(1 541)	(1 433)
Produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	617	880
Coût de l'endettement financier net	(924)	(553)
Autres produits financiers	747	765
Autres charges financières	(452)	(428)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	1 192	645
Produit (Charge) d'impôt	(4 839)	(5 667)
Résultat net de l'ensemble consolidé	6 667	9 651
Part TotalEnergies	6 538	9 508
Intérêts ne conférant pas le contrôle	129	143
Résultat net par action (en \$)	2,88	4,04
Résultat net dilué par action (en \$)	2,85	4,02

(a) Excepté pour les résultats nets par action.

2.3 Résultat global consolidé - semestriel

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)	1^{er} semestre 2025	1^e semestre 2024
Résultat net de l'ensemble consolidé	6 667	9 651
Autres éléments du résultat global		
Pertes et gains actuariels	16	20
Variation de juste valeur des placements en instruments de capitaux propres	64	143
Effet d'impôt	(19)	(19)
Écart de conversion de consolidation de la société mère	8 690	(2 189)
Sous-total des éléments ne pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	8 751	(2 045)
Écart de conversion de consolidation	(6 709)	1 622
Couverture de flux futurs	(668)	1 400
Variation du basis spread des opérations en monnaie étrangère	19	(15)
Quote-part du résultat global des sociétés mises en équivalence, net d'impôt	(274)	(114)
Autres éléments	7	–
Effet d'impôt	156	(372)
Sous-total des éléments pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	(7 469)	2 521
Total autres éléments du résultat global (après impôt)	1 282	476
Résultat global	7 949	10 127
– Part TotalEnergies	7 759	10 004
– Intérêts ne conférant pas le contrôle	190	123

2.4 Compte de résultat consolidé - trimestriel

TotalEnergies

(non audité)

	2 ^{ème} trimestre 2025	1 ^{er} trimestre 2025	2 ^{ème} trimestre 2024
(en millions de dollars) ^(a)			
Chiffre d'affaires	49 627	52 254	53 743
Droits d'accises	(4 951)	(4 355)	(4 560)
Produits des ventes	44 676	47 899	49 183
Achats, nets de variation de stocks	(29 158)	(30 855)	(32 117)
Autres charges d'exploitation	(7 834)	(7 564)	(7 729)
Charges d'exploration	(97)	(81)	(97)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(3 258)	(2 998)	(2 976)
Autres produits	544	247	3
Autres charges	(287)	(291)	(251)
Coût de l'endettement financier brut	(816)	(725)	(725)
Produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	327	290	408
Coût de l'endettement financier net	(489)	(435)	(317)
Autres produits financiers	429	318	459
Autres charges financières	(203)	(249)	(213)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	529	663	627
Produit (Charge) d'impôt	(2 106)	(2 733)	(2 725)
Résultat net de l'ensemble consolidé	2 746	3 921	3 847
Part TotalEnergies	2 687	3 851	3 787
Intérêts ne conférant pas le contrôle	59	70	60
Résultat net par action (en \$)	1,18	1,69	1,61
Résultat net dilué par action (en \$)	1,17	1,68	1,60

(a) Excepté pour les résultats nets par action.

2.5 Résultat global consolidé - trimestriel

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)	2^{ème} trimestre 2025	1^{er} trimestre 2025	2^{ème} trimestre 2024
Résultat net de l'ensemble consolidé	2 746	3 921	3 847
Autres éléments du résultat global			
Pertes et gains actuariels	16	–	22
Variation de juste valeur des placements en instruments de capitaux propres	52	12	103
Effet d'impôt	(20)	1	(11)
Écart de conversion de consolidation de la société mère	5 808	2 882	(683)
Sous-total des éléments ne pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	5 856	2 895	(569)
Écart de conversion de consolidation	(4 692)	(2 017)	523
Couverture de flux futurs	165	(833)	593
Variation du basis spread des opérations en monnaie étrangère	4	15	–
Quote-part du résultat global des sociétés mises en équivalence, net d'impôt	(174)	(100)	(38)
Autres éléments	–	7	(2)
Effet d'impôt	(49)	205	(153)
Sous-total des éléments pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	(4 746)	(2 723)	923
Total autres éléments du résultat global (après impôt)	1 110	172	354
Résultat global	3 856	4 093	4 201
– Part TotalEnergies	3 752	4 007	4 134
– Intérêts ne conférant pas le contrôle	104	86	67

2.6 Bilan consolidé

TotalEnergies

(en millions de dollars)	30 juin 2025 (non audité)	31 mars 2025 (non audité)	31 décembre 2024	30 juin 2024 (non audité)
ACTIF				
Actifs non courants				
Immobilisations incorporelles	36 687	34 543	34 238	33 477
Immobilisations corporelles	116 153	112 249	109 095	109 403
Sociétés mises en équivalence : titres et prêts	36 657	35 687	34 405	32 800
Autres titres	2 176	1 860	1 665	1 740
Actifs financiers non courants	2 691	2 231	2 305	2 469
Impôts différés	3 550	3 360	3 202	3 568
Autres actifs non courants	4 057	4 000	4 006	4 235
Total actifs non courants	201 971	193 930	188 916	187 692
Actifs courants				
Stocks	17 275	19 037	18 868	20 189
Clients et comptes rattachés	21 254	24 882	19 281	20 647
Autres créances	24 160	22 423	23 687	20 014
Actifs financiers courants	5 183	6 237	6 914	6 823
Trésorerie et équivalents de trésorerie	20 424	22 837	25 844	23 211
Actifs destinés à être cédés ou échangés	2 550	1 711	1 977	912
Total actifs courants	90 846	97 127	96 571	91 796
Total actif	292 817	291 057	285 487	279 488
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES				
Capitaux propres				
Capital	7 262	7 231	7 577	7 577
Primes et réserves consolidées	128 103	128 787	135 496	130 688
Ecarts de conversion	(13 564)	(14 508)	(15 259)	(14 415)
Actions autodétenues	(5 159)	(3 554)	(9 956)	(6 471)
Total des capitaux propres – Part TotalEnergies	116 642	117 956	117 858	117 379
Intérêts ne conférant pas le contrôle	2 360	2 465	2 397	2 648
Total des capitaux propres	119 002	120 421	120 255	120 027
Passifs non courants				
Impôts différés	12 729	12 621	12 114	12 461
Engagements envers le personnel	1 974	1 824	1 753	1 819
Provisions et autres passifs non courants	20 312	19 872	19 872	20 295
Dettes financières non courantes	47 584	45 858	43 533	42 526
Total passifs non courants	82 599	80 175	77 272	77 101
Passifs courants				
Fournisseurs et comptes rattachés	39 288	42 554	39 932	36 449
Autres crébiteurs et dettes diverses	34 672	32 505	35 961	33 442
Dettes financières courantes	14 637	13 134	10 024	11 271
Autres passifs financiers courants	861	897	664	461
Passifs relatifs aux actifs destinés à être cédés ou échangés	1 758	1 371	1 379	737
Total passifs courants	91 216	90 461	87 960	82 360
Total passif et capitaux propres	292 817	291 057	285 487	279 488

2.7 Tableau de flux de trésorerie consolidé - semestriel

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)	1^{er} semestre 2025	1^{er} semestre 2024
FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION		
Résultat net de l'ensemble consolidé	6 667	9 651
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	6 446	6 116
Provisions et impôts différés	336	239
(Plus) Moins-value sur cessions d'actifs	(310)	(1 428)
Dividendes moins quote-part des résultats des sociétés mises en équivalence	(525)	38
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement	(4 183)	(3 673)
Autres, nets	92	233
Flux de trésorerie d'exploitation	8 523	11 176
FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT		
Investissements corporels et incorporels	(8 988)	(7 119)
Coût d'acquisition de sociétés consolidées, net de la trésorerie acquise	(1 859)	(1 010)
Coût d'acquisition de titres	(730)	(969)
Augmentation des prêts non courants	(993)	(1 159)
Investissements	(12 570)	(10 257)
Produits de cession d'actifs corporels et incorporels	370	381
Produits de cession de titres consolidés, net de la trésorerie cédée	271	1 431
Produits de cession d'autres titres	16	90
Remboursement de prêts non courants	419	330
Désinvestissements	1 076	2 232
Flux de trésorerie d'investissement	(11 494)	(8 025)
FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT		
Variation de capital :		
- actionnaires de la société mère	492	521
- actions propres	(3 859)	(4 013)
Dividendes payés :		
- aux actionnaires de la société mère	(3 745)	(3 756)
- aux intérêts ne conférant pas le contrôle	(312)	(133)
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	(1 139)	(1 622)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(155)	(209)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	(51)	(36)
Émission nette d'emprunts non courants	3 688	4 361
Variation des dettes financières courantes	(206)	(1 917)
Variation des actifs et passifs financiers courants	2 005	(259)
Flux de trésorerie de financement	(3 282)	(7 063)
Augmentation (diminution) de la trésorerie	(6 253)	(3 912)
Incidence des variations de change	833	(140)
Trésorerie en début de période	25 844	27 263
Trésorerie en fin de période	20 424	23 211

2.8 Tableau de flux de trésorerie consolidé – trimestriel

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)	2^{ème} trimestre 2025	1^{er} trimestre 2025	2^{ème} trimestre 2024
FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION			
Résultat net de l'ensemble consolidé	2 746	3 921	3 847
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	3 360	3 086	3 080
Provisions et impôts différés	127	209	(53)
(Plus) Moins-value sur cessions d'actifs	(335)	25	182
Dividendes moins quote-part des résultats des sociétés mises en équivalence	(102)	(423)	(250)
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement	49	(4 232)	2 013
Autres, nets	115	(23)	188
Flux de trésorerie d'exploitation	5 960	2 563	9 007
FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT			
Investissements corporels et incorporels	(4 766)	(4 222)	(3 699)
Coût d'acquisition de sociétés consolidées, net de la trésorerie acquise	(1 627)	(232)	(251)
Coût d'acquisition de titres	(419)	(311)	(481)
Augmentation des prêts non courants	(425)	(568)	(621)
Investissements	(7 237)	(5 333)	(5 052)
Produits de cession d'actifs corporels et incorporels	69	301	44
Produits de cession de titres consolidés, net de la trésorerie cédée	154	117	213
Produits de cession d'autres titres	15	1	56
Remboursement de prêts non courants	310	109	181
Désinvestissements	548	528	494
Flux de trésorerie d'investissement	(6 689)	(4 805)	(4 558)
FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT			
Variation de capital :			
– actionnaires de la société mère	492	–	521
– actions propres	(1 707)	(2 152)	(2 007)
Dividendes payés :			
– aux actionnaires de la société mère	(1 894)	(1 851)	(1 853)
– aux intérêts ne conférant pas le contrôle	(173)	(139)	(127)
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	–	(1 139)	(1 622)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(27)	(128)	(50)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	(31)	(20)	(19)
Émission nette d'emprunts non courants	257	3 431	4 319
Variation des dettes financières courantes	(356)	150	(5 453)
Variation des actifs et passifs financiers courants	1 287	718	(530)
Flux de trésorerie de financement	(2 152)	(1 130)	(6 821)
Augmentation (diminution) de la trésorerie	(2 881)	(3 372)	(2 372)
Incidence des variations de change	468	365	(57)
Trésorerie en début de période	22 837	25 844	25 640
Trésorerie en fin de période	20 424	22 837	23 211

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 1er janvier 2024	2 412 251 835	7 616	126 857	(13 701)	(60 543 213)	(4 019)	116 753	2 700	119 453
Résultat net du premier semestre 2024	–	–	9 508	–	–	–	9 508	143	9 651
Autres éléments du résultat global	–	–	1 210	(714)	–	–	496	(20)	476
Résultat Global	–	–	10 718	(714)	–	–	10 004	123	10 127
Dividendes	–	–	(3 929)	–	–	–	(3 929)	(133)	(4 062)
Émissions d'actions	10 833 187	29	492	–	–	–	521	–	521
Rachats d'actions	–	–	–	–	(58 719 028)	(4 513)	(4 513)	–	(4 513)
Cessions d'actions ^(a)	–	–	(397)	–	6 065 491	397	–	–	–
Paiements en actions	–	–	356	–	–	–	356	–	356
Annulation d'actions	(25 405 361)	(68)	(1 596)	–	25 405 361	1 664	–	–	–
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	(1 679)	–	–	–	(1 679)	–	(1 679)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	(135)	–	–	–	(135)	–	(135)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	–	–	–	–	–	–	–	(36)	(36)
Autres éléments	–	–	1	–	–	–	1	(6)	(5)
Au 30 juin 2024	2 397 679 661	7 577	130 688	(14 415)	(87 791 389)	(6 471)	117 379	2 648	120 027
Résultat net du second semestre 2024	–	–	6 250	–	–	–	6 250	130	6 380
Autres éléments du résultat global	–	–	1 226	(844)	–	–	382	(24)	358
Résultat Global	–	–	7 476	(844)	–	–	6 632	106	6 738
Dividendes	–	–	(3 827)	–	–	–	(3 827)	(322)	(4 149)
Émissions d'actions	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Rachats d'actions	–	–	–	–	(61 744 204)	(3 482)	(3 482)	–	(3 482)
Cessions d'actions ^(a)	–	–	2	–	5 775	(2)	–	–	–
Paiements en actions	–	–	200	–	–	–	200	–	200
Annulation d'actions	–	–	1	–	–	(1)	–	–	–
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	1 103	–	–	–	1 103	–	1 103
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	(137)	–	–	–	(137)	–	(137)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	–	–	–	–	–	–	–	(31)	(31)
Autres éléments	–	–	(10)	–	–	–	(10)	(4)	(14)
Au 31 décembre 2024	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	–	–	–
Paiements 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

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

2.10 Annexe aux comptes consolidés au 30 juin 2025 (non audited)

1) Base de préparation des comptes consolidés

Les comptes consolidés 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 intermédiaires au 30 juin 2025 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 au 30 juin 2025 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2024.

La préparation des états financiers selon les normes IFRS pour la clôture au 30 juin 2025 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 2024.

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.

2) Évolution de la composition de la Compagnie

2.1) PRINCIPALES ACQUISITIONS ET CESSIONS DE LA PÉRIODE

INTEGRATED POWER

Le 2 avril 2025, à la suite des accords signés en 2024, TotalEnergies a finalisé l'acquisition de VSB Group, développeur éolien et solaire en Europe, notamment en Allemagne, pour une considération de 1,57 milliard d'euros. VSB a acquis une expertise reconnue dans le développement de parcs éoliens terrestres en Europe (plus de 2 GW de capacité développée). VSB dispose de 500 MW de capacité renouvelable en exploitation ou en construction principalement en Allemagne et en France, et d'un pipeline de plus de 15 GW d'éolien, de solaire et de technologies de stockage par batteries principalement en Allemagne, en Pologne et en France.

2.2) PRINCIPAUX REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES

INTEGRATED LNG

Acquisition des actifs amont gaziers de SapuraOMV

En décembre 2024, TotalEnergies a finalisé l'acquisition des participations de OMV (50%) et de Sapura Upstream Assets (50%) dans SapuraOMV Upstream (SapuraOMV), un producteur et opérateur de gaz indépendant en Malaisie. Conformément à la norme IFRS 3, TotalEnergies procède à l'évaluation de la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables acquis, sur la base des informations disponibles. L'affectation provisoire du prix d'acquisition a conduit à la répartition suivante :

(en millions de dollars)	À la date d'acquisition
Goodwill	440
Immobilisations incorporelles	437
Immobilisations corporelles	1 022
Autres actifs et passifs	(486)
Dette nette de la trésorerie acquise	(224)
Juste valeur de la contrepartie transférée	1 189

INTEGRATED POWER

Acquisition de VSB Group

Le 2 avril 2025, TotalEnergies a finalisé l'acquisition de VSB Group, développeur éolien et solaire en Europe, notamment en Allemagne. Conformément à la norme IFRS 3, TotalEnergies procède à l'évaluation de la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables acquis, sur la base des informations disponibles. Cette évaluation sera finalisée dans un délai de 12 mois à compter de la date d'acquisition.

2.3) PRINCIPAUX PROJETS DE CESSIONS

EXPLORATION-PRODUCTION

Le 17 juillet 2024, TotalEnergies a annoncé que sa filiale TotalEnergies EP Nigeria a signé un accord avec la société Chappal Energies portant sur la vente de sa participation de 10% dans les licences de production du joint venture SPDC (« JV SPDC ») au Nigéria.

Au 30 juin 2025, les actifs et passifs sont respectivement classés dans la rubrique « Actifs destinés à être cédés ou échangés » pour 1 224 millions de dollars et dans la rubrique « Passifs destinés à être cédés ou échangés » du bilan consolidé pour 1 068 millions de dollars. Les actifs concernés comprennent principalement des immobilisations corporelles.

Le 29 mai 2025, TotalEnergies a annoncé que sa filiale TotalEnergies EP Nigeria (TEPNG) a signé un accord avec la société Shell Nigeria Exploration and Production Company Ltd (« SNEPCo ») portant sur la vente de sa participation non opérée de 12,5% dans le contrat de partage de production (*Production Sharing Contract, PSC*) de l'OML118.

Au 30 juin 2025, les actifs et passifs sont respectivement classés dans la rubrique « Actifs destinés à être cédés ou échangés » pour 605 millions de dollars et dans la rubrique « Passifs destinés à être cédés ou échangés » du bilan consolidé pour 233 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, menées dans environ 50 pays ;

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 :

(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.

- un secteur Integrated LNG qui comprend la chaîne intégrée du gaz (y compris les activités de GNL amont et *midstream*) ainsi que les activités biogaz, hydrogène et négoce de gaz ;
- 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 et les transports maritimes ;
- 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.

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.

3.1) INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

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 intersectoriaux	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 bilancielles (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 du secteur Integrated LNG. Les variations de juste valeur des positions électricité sont affectées au résultat opérationnel 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

1 ^{er} semestre 2024 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Chiffre d'affaires externe	2 734	4 645	11 546	49 049	42 029	18	–	110 021
Chiffre d'affaires intersectoriaux	19 531	5 606	1 159	16 346	433	140	(43 215)	–
Droits d'accises	–	–	–	(378)	(8 577)	–	–	(8 955)
Produits des ventes	22 265	10 251	12 705	65 017	33 885	158	(43 215)	101 066
Charges d'exploitation	(9 113)	(7 706)	(12 071)	(62 535)	(32 697)	(547)	43 215	(81 454)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(3 824)	(631)	(202)	(792)	(414)	(55)	–	(5 918)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	238	1 021	(589)	55	1 396	56	–	2 177
Impôts du résultat opérationnel net	(4 424)	(535)	(119)	(315)	(209)	32	–	(5 570)
Ajustements ^(a)	(75)	26	(1 389)	(171)	1 327	(13)	–	(295)
Résultat opérationnel net ajusté	5 217	2 374	1 113	1 601	634	(343)	–	10 596
Ajustements ^(a)								(295)
Coût net de la dette nette								(650)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(143)
Résultat net – part TotalEnergies								9 508

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

1 ^{er} semestre 2024 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Investissements	4 991	1 409	2 508	878	403	68	–	10 257
Désinvestissements	455	79	323	165	1 203	7	–	2 232
Flux de trésorerie d'exploitation	8 125	2 141	1 398	(588)	1 542	(1 442)	–	11 176

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 intersectoriaux	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 bilancielles (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 du secteur Integrated LNG. Les variations de juste valeur des positions électricité sont affectées au résultat opérationnel 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

2^{ème} trimestre 2024 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Chiffre d'affaires externe	1 416	1 986	4 464	24 516	21 358	3	–	53 743
Chiffre d'affaires intersectoriaux	9 796	2 111	369	8 203	164	77	(20 720)	–
Droits d'accises	–	–	–	(208)	(4 352)	–	–	(4 560)
Produits des ventes	11 212	4 097	4 833	32 511	17 170	80	(20 720)	49 183
Charges d'exploitation	(4 669)	(2 922)	(4 506)	(31 647)	(16 601)	(318)	20 720	(39 943)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(1 907)	(310)	(105)	(416)	(208)	(30)	–	(2 976)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	141	526	26	(13)	(84)	29	–	625
Impôts du résultat opérationnel net	(2 163)	(251)	(79)	(60)	(101)	(23)	–	(2 677)
Ajustements ^(a)	(53)	(12)	(333)	(264)	(203)	(9)	–	(874)
Résultat opérationnel net ajusté	2 667	1 152	502	639	379	(253)	–	5 086
Ajustements ^(a)								(874)
Coût net de la dette nette								(365)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(60)
Résultat net – part TotalEnergies								3 787

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

2^{ème} trimestre 2024 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Investissements	2 697	844	769	443	259	40	–	5 052
Désinvestissements	149	29	261	127	(78)	6	–	494
Flux de trésorerie d'exploitation	4 535	431	1 647	1 541	1 650	(797)	–	9 007

3.2) ÉLÉMENTS D'AJUSTEMENT

Les principaux éléments d'ajustement du premier semestre 2025 sont les suivants :

1. un « Effet de stock » d'un montant de (347) millions de dollars en résultat opérationnel net pour les secteurs Raffinage-Chimie et Marketing & Services ;
2. un « Effet de variations de juste valeur » d'un montant de (438) millions de dollars en résultat opérationnel net pour les secteurs Integrated LNG et Integrated Power ;

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

Eléments d'ajustement du Résultat Opérationnel Net

(en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Total	
2 ^{ème} trimestre 2025	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) values de cession	–	–	–	–	–	–	–
	Autres éléments	(33)	(96)	–	–	–	(23)	(152)
Total	(33)	(203)	(189)	(447)	(18)	(23)	(913)	
2 ^{ème} trimestre 2024	Effet de stock	–	–	–	(263)	(64)	–	(327)
	Effet des variations de juste valeur	–	(12)	(279)	–	–	–	(291)
	Charges de restructuration	–	–	(11)	–	–	–	(11)
	Dépréciations et provisions exceptionnelles	–	–	–	–	–	–	–
	Plus (moins) values de cession	–	–	29	–	(139)	–	(110)
	Autres éléments	(53)	–	(72)	(1)	–	(9)	(135)
Total	(53)	(12)	(333)	(264)	(203)	(9)	(874)	
1 ^{er} semestre 2025	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) values de cession	–	–	–	–	–	–	–
	Autres éléments	(133)	(96)	–	–	–	(45)	(274)
Total	(133)	(214)	(333)	(500)	(43)	(45)	(1 268)	
1 ^{er} semestre 2024	Effet de stock	–	–	–	(170)	(50)	–	(220)
	Effet des variations de juste valeur	–	26	(637)	–	–	–	(611)
	Charges de restructuration	–	–	(11)	–	–	–	(11)
	Dépréciations et provisions exceptionnelles	–	–	(644)	–	–	–	(644)
	Plus (moins) values de cession	(9)	–	29	–	1 377	–	1 397
	Autres éléments	(66)	–	(126)	(1)	–	(13)	(206)
Total	(75)	26	(1 389)	(171)	1 327	(13)	(295)	

3. des « Dépréciations et provisions exceptionnelles » d'un montant de (209) millions de dollars en résultat opérationnel net constitué principalement des dépréciation et provision liées au projet d'adaptation de la plateforme d'Anvers pour le secteur Raffinage-Chimie ;
4. des « Autres éléments » pour un montant de (274) millions de dollars en résultat opérationnel net notamment liés aux impacts de l'Energy Profits Levy sur la position d'impôt différé au Royaume-Uni.

4) Capitaux propres

AUTODÉTENTION (Actions TotalEnergies détenues directement par TotalEnergies SE)

	31 décembre 2024	30 juin 2025
Nombre d'actions autodétenues	149 529 818	77 953 973
Pourcentage du capital social	6,24%	3,42%

Lors de sa réunion du 4 février 2025, le Conseil d'administration a décidé, sur autorisation de l'Assemblée générale extraordinaire du 25 mai 2022, d'annuler 127 622 460 actions auto-détenues rachetées entre le 27 octobre 2023 et le 19 novembre 2024.

DIVIDENDE

L'Assemblée générale des actionnaires du 23 mai 2025 a approuvé la distribution d'un dividende ordinaire de 3,22 euros par action. Le dividende au titre de l'exercice 2024 a été versé selon le calendrier suivant :

Dividende 2024	Premier acompte	Deuxième acompte	Troisième acompte	Solde
Montant	0,79 €	0,79 €	0,79 €	0,85 €
Date de fixation	25 avril 2024	24 juillet 2024	30 octobre 2024	23 mai 2025
Date de détachement	25 septembre 2024	2 janvier 2025	26 mars 2025	19 juin 2025
Date de paiement	1 octobre 2024	6 janvier 2025	1 avril 2025	1 juillet 2025

Le Conseil d'administration du 29 avril 2025 a décidé de fixer le montant du premier acompte sur dividende au titre de l'exercice 2025 à 0,85 euro par action. Cet acompte sera détaché de l'action le 1^{er} octobre 2025 et mis en paiement en numéraire le 3 octobre 2025.

Par ailleurs, le Conseil d'administration du 23 juillet 2025 a décidé de fixer le montant du deuxième acompte sur dividende au titre de l'exercice 2025 à 0,85 euro par action, soit un montant identique à celui du premier acompte susvisé. Ce deuxième acompte sera détaché de l'action le 31 décembre 2025 et mis en paiement en numéraire le 5 janvier 2026.

Dividende 2025	Premier acompte	Deuxième acompte
Montant	0,85 €	0,85 €
Date de fixation	29 avril 2025	23 juillet 2025
Date de détachement	1 octobre 2025	31 décembre 2025
Date de paiement	3 octobre 2025	5 janvier 2026

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 1,03 euro par action au 2^{ème} trimestre 2025 (1,61 euro par action au 1^{er} trimestre 2025 et 1,51 euro par action au 2^{ème} trimestre 2024). Le résultat net dilué par action en

euro calculé en utilisant la même méthode s'élève à 1,01 euro par action au 2^{ème} trimestre 2025 (1,60 euro par action au 1^{er} trimestre 2025 et 1,51 euro par action au 2^{ème} trimestre 2024).

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

TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDÉTERMINÉE

TotalEnergies SE n'a procédé à aucune émission de titres subordonnés à durée indéterminée au cours des six premiers mois de l'exercice 2025.

En février 2025, TotalEnergies SE a procédé au remboursement du montant nominal restant de 1 082 millions d'euros de titres subordonnés à durée indéterminée portant un coupon de 2,625% émis en février 2015, à leur date de première option de remboursement.

AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

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

(en millions de dollars)	1 ^{er} semestre 2025	1 ^{er} semestre 2024
Perthes et gains actuariels	16	20
Variations de juste valeur des placements en instruments de capitaux propres	64	143
Effet d'impôt	(19)	(19)
Écart de conversion de consolidation de la société mère	8 690	(2 189)
Sous-total des éléments ne pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	8 751	(2 045)
Écart de conversion de consolidation	(6 709)	1 622
Gains/(Pertes) de la période non réalisés	(6 708)	1 634
Diminué des gains/(pertes) comptabilisés en Résultat net	1	12
Couverture de flux futurs	(668)	1 400
Gains/(Pertes) de la période non réalisés	(1 000)	1 346
Diminué des gains/(pertes) comptabilisés en Résultat net	(332)	(54)
Variation du basis spread des opérations en monnaie étrangère	19	(15)
Gains/(Pertes) de la période non réalisés	12	(6)
Diminué des gains/(pertes) comptabilisés en Résultat net	(7)	9
Quote-part du résultat global des sociétés mises en équivalence, net d'impôt	(274)	(114)
Gains/(Pertes) de la période non réalisés	(268)	(103)
Diminué des gains/(pertes) comptabilisés en Résultat net	6	11
Autres éléments	7	–
Effet d'impôt	156	(372)
Sous-total des éléments pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	(7 469)	2 521
Total autres éléments du résultat global	1 282	476

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

(en millions de dollars)	1 ^{er} semestre 2025			1 ^{er} semestre 2024		
	Avant impôt	Impôt	Après impôt	Avant impôt	Impôt	Après impôt
Perthes et gains actuariels	16	(5)	11	20	12	32
Variations de juste valeur des placements en instruments de capitaux propres	64	(14)	50	143	(31)	112
Ecart de conversion de consolidation de la société mère	8 690	–	8 690	(2 189)	–	(2 189)
Sous-total des éléments ne pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	8 770	(19)	8 751	(2 026)	(19)	(2 045)
Écart de conversion de consolidation	(6 709)	–	(6 709)	1 622	–	1 622
Couverture de flux futurs	(668)	163	(505)	1 400	(376)	1 024
Variation du basis spread des opérations en monnaie étrangère	19	(7)	12	(15)	4	(11)
Quote-part du résultat global des sociétés mises en équivalence, net d'impôt	(274)	–	(274)	(114)	–	(114)
Autres éléments	7	–	7	–	–	–
Sous-total des éléments pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	(7 625)	156	(7 469)	2 893	(372)	2 521
Total autres éléments du résultat global	1 145	137	1 282	867	(391)	476

5) Emprunts et dettes financières

La Compagnie a procédé à l'émission d'obligations seniors en 3 tranches sur le marché européen le 24 février 2025 avec une date de règlement-livraison le 3 mars 2025 :

- 1 000 millions d'euros à 3,160% émis par TotalEnergies Capital International et de maturité mars 2033 ;
- 850 millions d'euros à 3,499% émis par TotalEnergies Capital International et de maturité mars 2037 ;
- 1 300 millions d'euros à 3,852% émis par TotalEnergies Capital International et de maturité mars 2045.

La Compagnie a procédé à l'émission d'obligations seniors en 3 tranches sur le marché européen le 24 juin 2025 avec une date de règlement-livraison le 1^{er} juillet 2025 :

- 1 000 millions d'euros à 3,075% émis par TotalEnergies Capital International et de maturité juillet 2031 ;

- 1 100 millions d'euros à 3,647% émis par TotalEnergies Capital International et de maturité juillet 2035 ;
- 900 millions d'euros à 4,060% émis par TotalEnergies Capital International et de maturité juillet 2040.

La Compagnie a remboursé trois emprunts obligataires seniors au cours des six premiers mois de l'exercice 2025 :

- 1 000 millions de dollars à 2,434% émis par TotalEnergies Capital International en 2019 et de maturité janvier 2025 ;
- 850 millions d'euros à 1,375% émis par TotalEnergies Capital International en 2014 et de maturité mars 2025 ;
- 1 000 millions de dollars de Hong Kong à 2,920% émis par TotalEnergies Capital International en 2014 et de maturité avril 2025.

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 2025.

7) Autres risques et engagements

A 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.

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.

MOZAMBIQUE

Compte tenu de l'évolution de la situation sécuritaire dans le nord de la province du Cabo Delgado au Mozambique, la compagnie TotalEnergies a confirmé le 26 avril 2021 le retrait de l'ensemble du personnel du projet Mozambique LNG du site d'Afungi. Cette situation a conduit la Compagnie, en tant qu'opérateur du projet Mozambique LNG, à déclarer la force majeure.

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 demanderesses, 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. TotalEnergies SE considère qu'elle a rempli ses obligations au regard de la loi française sur le devoir de vigilance. Une nouvelle 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.

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 corporate 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. TotalEnergies SE estime que ces accusations sont infondées.

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 de commerce de Nanterre pour solliciter 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 émises par ses clients (Scope 3) et d'hypothèses de coût du carbone présentées comme trop faibles. La Société considère que cette action est sans fondement.

Aux États-Unis, plusieurs filiales américaines de la Société ont été assignées, parmi de nombreuses 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 demanderesses en particulier pour les coûts d'adaptation qui en résulteraient. La Société, qui a été initialement assignée aux côtés de ses filiales dans certains de ces contentieux n'est désormais plus attirée dans ces procédures. 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⁽¹⁾.

— 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.

(1) 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 2025
Édité en juillet 2025
Réalisé par Acolad France