

Résultats du deuxième trimestre et du premier semestre 2026

Dans un environnement de prix élevé, TotalEnergies tire parti de son modèle intégré pour afficher un cash-flow et un résultat net ajusté en hausse à 9,8 G\$ et 6 G\$ sur le trimestre

TotalEnergies donne priorité à son désendettement, avec un ratio d'endettement en baisse à 13 %, et à la croissance du dividende avec un acompte en hausse de 5,9 %

	2T26	Variation vs 1T26	1S26	Variation vs 1S25
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾ (G\$)	9,8	+14%	18,4	+35%
Résultat net ajusté (part TotalEnergies) ⁽¹⁾				
- en milliards de dollars (G\$)	6,0	+12%	11,4	+47%
- en dollar par action (dilué)	2,68	+9%	5,14	+51%
Résultat net (part TotalEnergies) (G\$)	5,4	-6%	11,2	+72%
EBITDA ajusté ⁽¹⁾ (G\$)	13,2	+5%	25,7	+27%

Paris, le 23 juillet 2026 - Le Conseil d'administration de TotalEnergies SE, réuni le 22 juillet 2026 sous la présidence de Patrick Pouyanné, Président-directeur général, a arrêté les comptes de la Compagnie pour le deuxième trimestre 2026. A cette occasion, Patrick Pouyanné a déclaré :

« Dans un environnement de prix élevé en lien avec le conflit au Moyen-Orient, TotalEnergies tire parti de son modèle intégré et de sa diversification pour afficher au deuxième trimestre un résultat net ajusté de 6,0 G\$ et un cash-flow de 9,8 G\$, en hausse de près de 15 % sur le trimestre.

La production Oil & Gas du deuxième trimestre s'établit à 2,395 Mbepj, bénéficiant d'une croissance organique de plus de 4 % de la production d'une année sur l'autre en lien avec la montée en puissance de projets démarrés depuis un an (Mero 4 et Lapa SW au Brésil, Ballymore aux Etats-Unis et Mabruk en Libye), ayant compensé pour partie l'impact des pertes de production au Moyen-Orient de l'ordre de 210 kbepj en moyenne sur le trimestre. Malgré un niveau d'enlèvements en retrait compte tenu des difficultés d'accès au détroit d'Ormuz, l'Exploration-Production affiche un résultat opérationnel net ajusté de 3,2 G\$ et un cash-flow de 5,8 G\$, en croissance de plus de 25 % sur le trimestre, capturant la hausse du prix moyen de vente des liquides (+17,9 \$/b par rapport au premier trimestre 2026). La Compagnie a en outre maintenu ses coûts opératoires à 5 \$/b.

Le secteur Integrated LNG réalise un résultat opérationnel net ajusté et un cash-flow de 0,8 G\$ au deuxième trimestre 2026, en baisse significative du fait d'une contreperformance des activités de négoce de gaz dans un marché globalement flat, voire baissier, en Europe, alors qu'elles avaient surperformé au premier trimestre. Le projet ECA LNG, situé sur la côte pacifique du Mexique, a démarré début juillet, renforçant la diversification du portefeuille GNL de la Compagnie vers le marché asiatique. En outre, la Compagnie a poursuivi sa politique de conclure des contrats long-terme indexés pétrole avec Chugoku au Japon et Hangzhou Gas en Chine.

Le secteur Integrated Power génère un cash-flow de 700 M\$ en forte croissance de 25 %, soutenu par la contribution des actifs d'EPH depuis début mai, conforme aux attentes, le résultat opérationnel net ajusté étant stable par rapport au trimestre précédent.

L'Aval réalise un cash-flow de 2,9 G\$ en forte hausse de 35 % et un résultat opérationnel net ajusté de 2,3 G\$ en hausse de 24 % sur le trimestre, porté par la capacité du secteur Raffinage-Chimie à pleinement capturer la hausse des marges de raffinage et de pétrochimie et la très bonne performance des activités de négoce de brut et de

⁽¹⁾ Se référer au Glossaire pages 23 & 24 pour les définitions et informations additionnelles sur les indicateurs alternatifs de performance (Non-GAAP mesures) et aux pages 19 et suivantes pour les tableaux de réconciliation.

produits pétroliers, au même niveau qu'au premier trimestre 2026. Les résultats de l'Aval bénéficient en outre des excellents résultats et cash-flow de l'activité Marketing & Services.

Les investissements nets s'établissent au deuxième trimestre à 3,4 G\$, soit 7,9 G\$ sur le premier semestre, confortant la guidance annuelle de 15 G\$. Le ratio d'endettement s'établit à 13,1 % à la fin du trimestre, en amélioration de 2,4 points sur le trimestre, bénéficiant d'une réduction de 3,3 G\$ de la dette nette.

Compte tenu de la forte génération de cash-flow de la Compagnie au premier semestre et la capacité de l'entreprise trimestre après trimestre à délivrer la croissance, le Conseil d'administration a confirmé les priorités données au dividende et au désendettement de l'entreprise. Il a ainsi décidé la distribution d'un deuxième acompte sur dividende d'un montant de 0,90 €/action au titre de l'exercice 2026, en hausse de 5,9 % par rapport à 2025. Le Conseil a en outre autorisé la poursuite des rachats d'actions jusqu'à 1,5 G\$ pour le troisième trimestre. »

1. Faits marquants ⁽²⁾

Amont

- Émirats Arabes Unis :
 - Entrée, avec 10 % de participation, dans la concession gazière onshore de Bab Gas Cap à Abou Dabi
 - Décision Finale d'Investissement du développement d'Umm Shaif Gas Cap, pour une production de plus de 600 millions de pieds cubes de gaz par jour d'ici 2030 et la valorisation des condensats associés
- Malaisie : cession d'une participation non opérée dans le champ gazier de Marjoram
- Syrie : accord de coopération avec la Syrian Petroleum Company (SPC) relatif à l'exploration du bloc offshore 3
- Egypte : signature d'un accord de coopération sur l'exploration offshore avec EGAS
- Signature d'un accord avec Dell Technologies et NVIDIA sur la construction de Pangea 5, prochain supercalculateur haute performance, d'une puissance de 150 pétaflops

Integrated LNG

- Mexique (Côte Pacifique) : démarrage de l'usine ECA LNG

Integrated Power

- Europe : finalisation de l'acquisition de 50 % d'un portefeuille d'actifs de production d'électricité flexible auprès d'EPH (Royaume-Uni, Italie, Pays-Bas, France)
- Kazakhstan : Décision Finale d'Investissement du projet Mirny, parc éolien terrestre géant (1 GW) avec batteries (600 MWh) d'une production d'environ 100 TWh d'électricité renouvelable sur 25 ans
- Philippines : lancement de la construction d'une centrale solaire de 440 MWp, visant une mise en service fin 2027 et une production de 13,5 TWh sur 20 ans
- Europe : cession de l'ensemble des actifs solaires distribués dans sept pays d'Europe

Responsabilité sociétale et environnementale

- Lancement de MethaneLive, nouveau centre mondial de supervision des émissions de méthane
- Allocation aux 100 000 salariés* dans le monde d'une prime carburant de 200 \$ (200 € en Europe) pour compenser la hausse des prix de l'énergie
- Succès de l'opération 2026 d'augmentation de capital réservée aux salariés de TotalEnergies
- Maintien des mesures de protection des consommateurs via le plafonnement du prix de l'essence et du diesel en France pendant la durée du conflit au Moyen-Orient

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

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

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

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	En millions de dollars, sauf le taux d'imposition, le résultat par action et le nombre d'actions	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
13 179	12 552	+5%	9 690	EBITDA ajusté ⁽¹⁾	25 731	20 194	+27%
6 871	6 300	+9%	4 390	Résultat opérationnel net ajusté des secteurs	13 171	9 182	+43%
3 231	2 576	+25%	1 974	Exploration-Production	5 807	4 425	+31%
807	1 318	-39%	1 041	Integrated LNG	2 125	2 335	-9%
533	545	-2%	574	Integrated Power	1 078	1 080	-
1 800	1 599	+13%	389	Raffinage-Chimie	3 399	690	x4,9
500	262	+91%	412	Marketing & Services	762	652	+17%
1 156	709	+63%	702	Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	1 865	1 417	+32%
39,3%	39,1%		41,5%	Taux moyen d'imposition ⁽³⁾	39,2%	41,4%	
6 027	5 394	+12%	3 578	Résultat net ajusté (part TotalEnergies) ⁽¹⁾	11 421	7 770	+47%
2,68	2,45	+9%	1,57	Résultat net ajusté dilué par action (dollars) ⁽⁴⁾	5,14	3,41	+51%
2,31	2,10	+10%	1,38	Résultat net ajusté dilué par action (euros) ⁽⁵⁾	4,41	3,12	+41%
2 216	2 164	+2%	2 224	Nombre moyen pondéré dilué d'actions (millions)	2 187	2 236	-2%
5 438	5 810	-6%	2 687	Résultat net (part TotalEnergies)	11 248	6 538	+72%
4 694	4 650	+1%	4 819	Investissements organiques ⁽¹⁾	9 344	9 320	-
(1 247)	(172)	ns	1 813	Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	(1 419)	2 233	ns
3 447	4 478	-23%	6 632	Investissements nets ⁽¹⁾	7 925	11 553	-31%
9 804	8 576	+14%	6 618	Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	18 380	13 610	+35%
10 188	8 979	+13%	6 943	Marge brute d'autofinancement hors frais financiers (DACF) ⁽¹⁾	19 167	14 220	+35%
10 858	3 361	x3,2	5 960	Flux de trésorerie d'exploitation	14 219	8 523	+67%

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

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

⁽⁴⁾ Conformément aux normes IFRS, le résultat net ajusté dilué par action correspond au rapport entre le résultat net ajusté (part TotalEnergies) diminué du coupon des titres subordonnés à durée indéterminée et le nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation au cours de l'exercice en excluant les actions autodétenues par TotalEnergies SE.

⁽⁵⁾ Taux de change moyen €-\$: 1,1629 au 2^e trimestre 2026, 1,1703 au 1^{er} trimestre 2026, 1,1338 au 2^e trimestre 2025, 1,1666 au 1^{er} semestre 2026 et 1,0927 au 1^{er} semestre 2025.

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

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

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25		1S26	1S25	1S26 vs 1S25
103,8	81,1	+28%	67,9	Brent (\$/b)	92,3	71,9	+28%
2,9	3,5	-17%	3,5	Henry Hub (\$/Mbtu)	3,2	3,7	-14%
15,6	13,7	+14%	11,9	TTF (\$/Mbtu)	14,7	13,2	+11%
17,5	14,1	+24%	12,2	JKM (\$/Mbtu)	15,8	13,1	+20%
91,6	73,7	+24%	65,6	Prix moyen de vente liquides (\$/b) ^{(6),(7)} Filiales consolidées	82,2	68,7	+20%
5,55	5,59	-1%	5,63	Prix moyen de vente gaz (\$/Mbtu) ^{(6),(8)} Filiales consolidées	5,57	6,13	-9%
10,20	8,48	+20%	9,10	Prix moyen de vente GNL (\$/Mbtu) ^{(6),(9)} Filiales consolidées et sociétés mises en équivalence	9,29	9,55	-3%
13,5	11,4	+19%	4,7	Indicateur de marge de raffinage européen (ERM) (\$/b) ^{(6),(10)}	12,4	4,3	x2,9

3.2 Émissions de gaz à effet de serre ⁽¹¹⁾

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	Émissions Scope 1+2 ⁽¹²⁾ (MtCO ₂ e)	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
7,3	7,9	-8%	8,0	Scope 1+2 périmètre opéré ⁽¹⁾	15,1	16,4	-8%
6,4	6,9	-7%	7,1	dont Oil & Gas	13,2	14,3	-8%
0,9	1,0	-10%	0,9	dont CCGT	1,9	2,1	-10%
10,2	10,4	-2%	10,6	Scope 1+2 périmètre ESRS ⁽¹⁾	20,6	21,7	-5%
2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	Émissions de Méthane (ktCH ₄)	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
4	4	-	6	Émissions de méthane périmètre opéré ⁽¹⁾	8	11	-27%

Émissions trimestrielles estimées.

Les émissions de Scope 3 ⁽¹³⁾ Catégorie 11 du premier semestre 2026 sont estimées à 163 Mt CO₂e.

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

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

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

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

⁽¹⁰⁾ Cet indicateur de marché pour le raffinage européen, calculé sur la base de prix de marché publics (\$/b), utilise un panier de pétroles bruts, des rendements en produits pétroliers et des coûts variables représentatifs de l'outil de raffinage européen de TotalEnergies.

⁽¹¹⁾ Les gaz à effet de serre (GES) désignent les sept gaz à effet de serre du protocole de Kyoto, à savoir le CO₂, CH₄, N₂O, les HFC, les PFC, le SF₆ et le NF₃, avec leurs PRG (pouvoir de réchauffement global) à 100 ans respectifs tel que donnés par le rapport du GIEC le plus récent. Les HFC, PFC, le SF₆ et le NF₃ sont quasiment absents des émissions de la Compagnie et ne sont pas comptabilisés par la Compagnie.

⁽¹²⁾ Les émissions de GES Scope 1+2 se définissent comme la somme des émissions directes de GES émanant de sites ou d'activités faisant partie du périmètre de reporting des indicateurs liés au changement climatique et des émissions indirectes de GES résultant de la production d'électricité, de vapeur, de chaleur ou de froid achetés ou acquis, et consommés par les sites ou activités faisant partie du périmètre de reporting des indicateurs liés au changement climatique, nettes des ventes éventuelles d'énergie, sans inclure les gaz industriels achetés (H₂). En l'absence de mention contraire, TotalEnergies rapporte les émissions de GES Scope 2 suivant la méthode fondée sur le marché (*market based*), comme définie par le GHG Protocol.

⁽¹³⁾ En l'absence de mention contraire, TotalEnergies rapporte les émissions de GES Scope 3, catégorie 11, qui correspondent aux émissions indirectes de GES liées à la phase d'utilisation directe des produits vendus au cours de leur durée de vie attendue (c'est-à-dire les émissions de scope 1 et de scope 2 des utilisateurs finaux qui ont lieu pendant la combustion des produits énergétiques) conformément à la définition du *Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard Supplement to the GHG Protocol*. La Compagnie suit les méthodologies sectorielles pour l'*oil & gas* publiées par l'IPIECA, conformes aux méthodologies du GHG Protocol. Afin d'éviter les doubles comptages, cette méthodologie comptabilise le volume le plus important sur les chaînes de valeur pétrole ou gaz, à savoir soit la production soit les ventes en vue d'un usage final. Le point le plus élevé pour chaque chaîne de valeur pour l'année 2026 sera déterminé au regard de la réalisation sur l'ensemble de l'année, TotalEnergies fournissant des estimations au fur et à mesure des trimestres. À ces ventes ou production est appliqué un facteur d'émission stœchiométrique (oxydation des molécules en dioxyde de carbone) pour obtenir une quantité d'émission. Conformément au *Technical Guidance for Calculating Scope 3 Emissions Supplement to the Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard* qui définit les utilisateurs finaux comme les consommateurs et clients professionnels qui utilisent les produits finaux et au guide IPIECA *Estimating petroleum industry value chain (Scope 3) greenhouse gas emissions* en application duquel le reporting des émissions liées aux produits énergétiques achetés pour revente à des utilisateurs non finaux (c'est-à-dire pour du négoce) est optionnel, TotalEnergies ne rapporte pas les émissions associées aux activités de négoce.

3.3 Production ⁽¹⁴⁾

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	Production d'hydrocarbures	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
2 395	2 553	-6%	2 503	Production d'hydrocarbures (kbep/j)	2 474	2 531	-2%
1 298	1 326	-2%	1 343	Pétrole (y compris bitumes) (kb/j)	1 312	1 349	-3%
1 097	1 227	-11%	1 160	Gaz (y compris Condensats et LGN associés) (kbep/j)	1 162	1 182	-2%
2 395	2 553	-6%	2 503	Production d'hydrocarbures (kbep/j)	2 474	2 531	-2%
1 410	1 481	-5%	1 506	Liquides (kb/j)	1 445	1 511	-4%
5 330	5 799	-8%	5 395	Gaz (Mpc/j)	5 563	5 524	+1%

La production d'hydrocarbures a été de 2 395 milliers de barils équivalent pétrole par jour au deuxième trimestre 2026, en baisse de 4 % sur un an, en raison des éléments suivants :

- +4 % lié aux démarrages et à la montée en puissance de projets, notamment Mero-3, Mero-4 et Lapa SW au Brésil, Anchor et Ballymore aux Etats-Unis, Begonia et Clov Phase 3 en Angola et Mabruk en Libye,
- +3 % lié à une meilleure disponibilité des installations,
- -1 % lié à l'effet prix,
- -2 % lié au déclin naturel des champs,
- -8 % lié à l'impact du conflit au Moyen-Orient.

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

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

4. Analyse des résultats des secteurs

4.1 Exploration-Production

4.1.1 Production

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	Production d'hydrocarbures	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
1 845	1 948	-5%	1 956	EP (kbep/j)	1 896	1 966	-4%
1 342	1 408	-5%	1 437	Liquides (kb/j)	1 375	1 440	-4%
2 668	2 863	-7%	2 767	Gaz (Mpc/j)	2 765	2 807	-1%

4.1.2 Résultats

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	En millions de dollars, sauf le taux moyen d'imposition	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
3 231	2 576	+25%	1 974	Résultat opérationnel net ajusté	5 807	4 425	+31%
137	139	-1%	176	Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	276	326	-15%
45,4%	49,5%		50,1%	Taux moyen d'imposition ⁽¹⁵⁾	47,3%	49,7%	
2 231	2 724	-18%	3 053	Investissements organiques ⁽¹⁾	4 955	5 737	-14%
(348)	(227)	ns	162	Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	(575)	278	ns
1 883	2 497	-25%	3 215	Investissements nets ⁽¹⁾	4 380	6 015	-27%
5 777	4 564	+27%	3 760	Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	10 341	8 051	+28%
5 546	2 969	+87%	3 675	Flux de trésorerie d'exploitation	8 515	6 941	+23%

Le résultat opérationnel net ajusté s'est établi à 3 231 M\$, en hausse de 25 % sur le trimestre, capturant notamment la hausse du prix moyen de vente des liquides (+17,9 \$/b par rapport au premier trimestre 2026, vs 22,7 \$/b pour le Brent, reflétant un planning d'enlèvements plus important en fin de trimestre, dans un marché pétrolier baissier), affecté par les effets de comptabilisation de la production non enlevée.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) de l'Exploration-Production s'est établie à 5 777 M\$, en hausse de 27 % sur le trimestre, pour les mêmes raisons.

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

4.2 Integrated LNG

4.2.1 Production

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	Production d'hydrocarbures pour le GNL	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
550	605	-9%	547	Integrated LNG (kbep/j)	578	565	+2%
68	73	-8%	69	Liquides (kb/j)	70	71	-1%
2 662	2 936	-9%	2 628	Gaz (Mpc/j)	2 798	2 717	+3%
2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	GNL (Mt)	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
10,7	12,4	-13%	10,6	Ventes totales de GNL	23,1	21,2	+9%
3,9	4,1	-6%	3,9	incl. Ventes issues des quotes-parts de production*	8,0	7,9	+1%
9,8	10,9	-10%	9,4	incl. Ventes par TotalEnergies issues des quotes-parts de production et d'achats auprès de tiers	20,7	18,8	+10%

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

La production d'hydrocarbures pour le GNL est en baisse de 9 % sur le trimestre, principalement du fait de l'arrêt de la production au Qatar en lien avec le conflit au Moyen-Orient.

4.2.2 Résultats

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	En millions de dollars, sauf le prix moyen de vente GNL	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
10,20	8,48	+20%	9,10	Prix moyen de vente GNL (\$/Mbtu) * Filiales consolidées et sociétés mises en équivalence	9,29	9,55	-3%
807	1 318	-39%	1 041	Résultat opérationnel net ajusté	2 125	2 335	-9%
705	431	+64%	513	Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	1 136	1 048	+8%
908	410	x2,2	743	Investissements organiques ⁽¹⁾	1 318	1 495	-12%
4	92	-96%	110	Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	96	250	-62%
912	502	+82%	853	Investissements nets ⁽¹⁾	1 414	1 745	-19%
833	1 785	-53%	1 159	Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	2 618	2 408	+9%
2 137	(1 120)	ns	539	Flux de trésorerie d'exploitation	1 017	2 282	-55%

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

Le résultat opérationnel net ajusté et la marge brute d'autofinancement (CFFO) du segment Integrated LNG se sont établis respectivement à 807 M\$ et 833 M\$, en baisse significative, affectés par une contreperformance des activités de négoce de gaz dans un marché globalement *flat*, voire baissier en Europe, alors qu'elles avaient surperformé au premier trimestre.

4.3 Integrated Power

4.3.1 Productions, capacités, clients et ventes

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	Integrated Power	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
14,8	11,7	+26%	11,6	Production nette d'électricité (TWh) *	26,4	22,9	+16%
9,6	8,2	+18%	8,4	dont à partir de sources renouvelables	17,8	15,2	+17%
5,2	3,5	+47%	3,2	dont à partir de capacités flexibles à gaz	8,7	7,7	+12%
33,4	26,8	+24%	24,0	Capacités nettes installées de génération électrique (GW) **	33,4	24,0	+39%
21,1	19,8	+7%	17,4	dont renouvelables	21,1	17,4	+21%
12,2	7,0	+74%	6,5	dont capacités flexibles à gaz	12,2	6,5	+88%
105,8	109,7	-4%	104,1	Capacités brutes en portefeuille de génération électrique renouvelable (GW) **, ***	105,8	104,1	+2%
37,4	35,6	+5%	30,2	dont capacités installées	37,4	30,2	+24%
6,1	6,1	-	6,0	Clients électricité - BtB et BtC (Million) **	6,1	6,0	+2%
2,7	2,7	-	2,7	Clients gaz - BtB et BtC (Million) **	2,7	2,7	-2%
11,6	15,2	-23%	10,5	Ventes électricité - BtB et BtC (TWh)	26,8	25,0	+7%
14,5	31,5	-54%	14,9	Ventes gaz - BtB et BtC (TWh)	46,0	50,6	-9%

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

** Données à fin de période.

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

La production nette d'électricité s'établit à 14,8 TWh, en hausse de 28 % sur un an, portée par l'augmentation de près de 15 % de la production à partir de sources renouvelables reflétant la croissance de la capacité installée, et par celle de 2 TWh de la production issue de capacités flexibles à gaz résultant principalement de la finalisation de la transaction avec EPH.

La capacité brute installée de génération électrique renouvelable atteint 37,4 GW à la fin du deuxième trimestre 2026, soit près de 8 GW supplémentaires sur un an.

4.3.2 Résultats

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	En millions de dollars	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
533	545	-2%	574	Résultat opérationnel net ajusté	1 078	1 080	-
168	52	x3,2	22	Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	220	66	x3,3
920	823	+12%	421	Investissements organiques ⁽¹⁾	1 743	1 066	+63%
(749)	(77)	ns	1 568	Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	(826)	1 806	ns
171	746	-77%	1 989	Investissements nets ⁽¹⁾	917	2 872	-68%
721	574	+26%	562	Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	1 295	1 159	+12%
(239)	(145)	ns	799	Flux de trésorerie d'exploitation	(384)	400	ns

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Integrated Power s'est établi à 533 M\$ sur le trimestre, en ligne avec celui du premier trimestre 2026.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) du secteur Integrated Power s'est établie à 721 M\$ sur le trimestre, soutenu par l'apport conforme aux attentes des actifs d'EPH depuis la finalisation de la transaction le 29 avril 2026. Elle se décompose entre les activités de production (incluant renouvelables et centrales à gaz) pour environ 60 % et les activités de commercialisation (B2B, B2C et *trading*) pour environ 40 %.

4.4 Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)

4.4.1 Résultats

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	En millions de dollars	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
2 300	1 861	+24%	801	Résultat opérationnel net ajusté	4 161	1 342	x3,1
540	654	-17%	532	Investissements organiques ⁽¹⁾	1 194	918	+30%
(156)	39	ns	(27)	Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	(117)	(102)	ns
384	693	-45%	505	Investissements nets ⁽¹⁾	1 077	816	+32%
2 877	2 136	+35%	1 483	Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	5 013	2 600	+93%
4 114	2 632	+56%	1 515	Flux de trésorerie d'exploitation	6 746	100	x67,5

4.5 Raffinage-Chimie

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

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	Volumes raffinés et taux d'utilisation	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
1 426	1 624	-12%	1 589	Total volumes raffinés (kb/j)	1 524	1 569	-3%
354	462	-23%	463	France	408	449	-9%
684	677	+1%	632	Reste de l'Europe	680	629	+8%
389	485	-20%	494	Reste du monde	436	491	-11%
80%	92%		90%	Taux d'utilisation sur bruts traités*	86%	89%	

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

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	Production de produits pétrochimiques et taux d'utilisation	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
1 100	1 183	-7%	1 164	Monomères* (kt)	2 283	2 414	-5%
1 165	1 159	-	1 127	Polymères (kt)	2 324	2 300	+1%
71%	74%		74%	Taux d'utilisation des vapocraqueurs **	73%	76%	

* Oléfines.

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

Les volumes raffinés sont en baisse de 12 % sur le trimestre, notamment à cause de l'optimisation volontaire en faveur de la production de distillats compte tenu des marges plus élevées. Ils ont par ailleurs été impactés par le grand arrêt planifié de Donges, les événements de début avril ayant affecté la raffinerie de SATORP en Arabie Saoudite, qui a retrouvé depuis début mai 70 % de sa capacité nominale et l'arrêt non planifié en juin de la plateforme de Port Arthur, aux Etats-Unis, provoqué par une tempête tropicale.

4.5.2 Résultats

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	En millions de dollars, sauf l'ERM	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
13,5	11,4	+19%	4,7	Indicateur de marge de raffinage européen (ERM) (\$/b) *	12,4	4,3	x2,9
1 800	1 599	+13%	389	Résultat opérationnel net ajusté	3 399	690	x4,9
366	518	-29%	333	Investissements organiques ⁽¹⁾	884	569	+55%
(1)	75	ns	(24)	Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	74	(24)	ns
365	593	-38%	309	Investissements nets ⁽¹⁾	958	545	+76%
2 030	1 716	+18%	772	Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	3 746	1 405	x2,7
3 565	1 564	x2,3	887	Flux de trésorerie d'exploitation	5 129	(1 096)	ns

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

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Raffinage-Chimie s'établit à 1 800 M\$ sur le trimestre, démontrant la capacité du secteur à capturer la hausse des marges de raffinage et de pétrochimie, dans un contexte où le résultat des activités de négoce pétrolier est au même fort niveau qu'au premier trimestre.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) s'établit à 2 030 M\$, pour les mêmes raisons.

4.6 Marketing & Services

4.6.1 Ventes de produits pétroliers

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	Ventes en kb/j*	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
1 213	1 206	+1%	1 324	Total des ventes du Marketing & Services	1 210	1 295	-7%
732	686	+7%	790	Europe	709	753	-6%
481	520	-8%	534	Reste du monde	501	543	-8%

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

Les ventes de produits pétroliers sont en baisse de 8 % par rapport au deuxième trimestre 2025, reflétant notamment la cession du réseau au Burkina Faso et une baisse de la demande liée à la hausse des prix.

4.6.2 Résultats

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	En millions de dollars	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
500	262	+91%	412	Résultat opérationnel net ajusté	762	652	+17%
174	136	+28%	199	Investissements organiques ⁽¹⁾	310	349	-11%
(155)	(36)	ns	(3)	Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	(191)	(78)	ns
19	100	-81%	196	Investissements nets ⁽¹⁾	119	271	-56%
847	420	x2	711	Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	1 267	1 195	+6%
549	1 068	-49%	628	Flux de trésorerie d'exploitation	1 617	1 196	+35%

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Marketing & Services s'élève à 500 M\$ sur le trimestre, porté par l'effet positif de la saisonnalité en Europe, et en hausse de 21 % sur un an reflétant la hausse des marges unitaires.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) s'élève à 847 M\$ au deuxième trimestre 2026, en hausse de 19 % sur un an, pour les mêmes raisons.

5. Résultats de TotalEnergies

5.1 Résultat opérationnel net ajusté des secteurs

Le résultat opérationnel net ajusté des secteurs atteint 6 871 M\$ au deuxième trimestre 2026, contre 6 300 M\$ au premier trimestre, principalement en raison de la hausse des prix du pétrole et des marges de raffinage et de pétrochimie ainsi que des performances significatives des activités de négoce de brut et de produits pétroliers.

5.2 Résultat net ajusté ⁽¹⁾ (part TotalEnergies)

Le résultat net ajusté part TotalEnergies s'établit à 6 027 M\$ au deuxième trimestre 2026 contre 5 394 M\$ au premier trimestre.

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

Les éléments d'ajustement du résultat net représentent un montant de -0,6 G\$ au deuxième trimestre 2026, constitués principalement de -0,4 G\$ d'effets de variation de stocks et de juste valeur et charges de restructuration.

Le taux moyen d'imposition de TotalEnergies est de 39,3 % au deuxième trimestre 2026 contre 39,1 % au premier trimestre 2026.

5.3 Résultat net ajusté (part TotalEnergies) par action

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

- 2,68 \$ au deuxième trimestre 2026, calculé sur la base d'un nombre moyen pondéré dilué d'actions de 2 216 millions, contre 2,45 \$ au premier trimestre 2026,
- 5,14 \$ au premier semestre 2026, calculé sur la base d'un nombre moyen pondéré dilué d'actions de 2 187 millions, contre 3,41 \$ un an plus tôt.

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

TotalEnergies a procédé au rachat* de :

- 16,9 millions d'actions au deuxième trimestre 2026, pour un montant de 1,5 G\$,
- 26,3 millions d'actions au premier semestre 2026, pour un montant de 2,25 G\$.

5.4 Acquisitions - cessions

Les acquisitions ont représenté 141 M\$ au deuxième trimestre 2026, notamment liés à la re-détermination des intérêts dans le champ de Johan Sverdrup, en Norvège.

Les cessions ont représenté 1 388 M\$ au deuxième trimestre 2026, notamment liés à la cession de la participation non-opérée dans le champ gazier de Marjoram, aux farm-downs de projets de stockage par batteries en Allemagne et à des cessions d'activités *non-core* de Gas Renewables & Power et du Marketing & Services.

5.5 Cash-flow net ⁽¹⁾

Le cash-flow net de TotalEnergies ressort à 6 357 M\$ au deuxième trimestre 2026 contre 4 098 M\$ le trimestre précédent, compte tenu de la hausse de 1 228 M\$ de la marge brute d'autofinancement (CFFO) combinée à la baisse de 1 031 M\$ des investissements nets sur le trimestre.

Le flux de trésorerie d'exploitation est de 10 858 M\$ au deuxième trimestre 2026, pour une marge brute d'autofinancement (CFFO) de 9 804 M\$, compte tenu de la baisse du besoin en fonds de roulement de 1,2 G\$, reflétant principalement l'impact de la baisse du prix des hydrocarbures en fin de trimestre, notamment sur les stocks.

* Ces rachats d'actions sont nets de frais et taxes et incluent les rachats couvrant les plans d'attribution d'actions aux employés.

5.6 Rentabilité

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

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

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

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

6. Comptes sociaux de TotalEnergies SE

Le résultat de TotalEnergies SE, société mère, s'établit à 3 618 millions d'euros au deuxième trimestre 2026 contre 2 684 millions d'euros au premier trimestre 2026.

7. Sensibilités sur l'année 2026 ⁽¹⁶⁾

	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 ⁽¹⁷⁾	+/- 10 \$/b	+/- 2,3 G\$	+/- 2,8 G\$
Prix du gaz européen - TTF	+/- 2 \$/Mbtu	+/- 0,4 G\$	+/- 0,4 G\$
Indicateur de marge de raffinage européen (ERM)	+/- 1 \$/b	+/- 0,3 G\$	+/- 0,4 G\$

⁽¹⁶⁾ Sensibilités mises à jour une fois par an, à l'occasion de la publication des résultats du 4^{ème} trimestre de l'année précédente. Les sensibilités indiquées sont des estimations préparées sur la base de la vision actuelle de TotalEnergies de son portefeuille 2026. Les résultats réels peuvent varier significativement des estimations qui résulteraient de l'application de ces sensibilités. L'impact de la sensibilité \$/€ sur le résultat opérationnel net ajusté est attribuable pour l'essentiel au Raffinage-Chimie.

⁽¹⁷⁾ Environnement Brent à 60-70 \$/b.

8. Perspectives

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

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

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

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

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

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

Pour écouter en direct la présentation en anglais de Patrick Pouyanné, Président-directeur général, et de Jean-Pierre Sbraire, Directeur Financier, qui se tient ce jour à 13h00 (heure de Paris) avec les analystes financiers, vous pouvez vous connecter au site de la Compagnie totalenergies.com ou composer le +33 (0) 1 70 91 87 04, +44 (0) 12 1281 8004 ou +1 718 705 8796. L'enregistrement de cette conférence sera disponible sur le site de la Compagnie totalenergies.com à l'issue de l'événement.

* * * *

Contacts TotalEnergies

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

9. Principales données opérationnelles des secteurs

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

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	Production combinée liquides/gaz par zone géographique (kbep/j)	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
517	570	-9%	522	Europe	544	547	-1%
414	431	-4%	424	Afrique	423	424	-
671	777	-14%	850	Moyen-Orient et Afrique du Nord	723	849	-15%
513	487	+5%	436	Amériques	500	430	+16%
280	288	-3%	271	Asie Pacifique	284	281	+1%
2 395	2 553	-6%	2 503	Production totale	2 474	2 531	-2%
375	356	+5%	374	dont filiales mises en équivalence	365	382	-4%

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	Production de liquides par zone géographique (kb/j)	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
202	209	-3%	203	Europe	205	209	-2%
286	299	-4%	309	Afrique	292	310	-6%
537	615	-13%	673	Moyen-Orient et Afrique du Nord	576	677	-15%
283	259	+9%	217	Amériques	271	210	+29%
102	99	+3%	104	Asie Pacifique	101	105	-4%
1 410	1 481	-5%	1 506	Production totale	1 445	1 511	-4%
120	131	-8%	158	dont filiales mises en équivalence	126	161	-22%

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	Production de gaz par zone géographique (Mpc/j)	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
1 693	1 944	-13%	1 720	Europe	1 818	1 819	-
656	670	-2%	579	Afrique	663	573	+16%
736	884	-17%	973	Moyen-Orient et Afrique du Nord	810	947	-14%
1 275	1 263	+1%	1 214	Amériques	1 268	1 225	+4%
970	1 038	-7%	909	Asie Pacifique	1 004	960	+5%
5 330	5 799	-8%	5 395	Production totale	5 563	5 524	+1%
1 374	1 222	+12%	1 173	dont filiales mises en équivalence	1 298	1 205	+8%

9.2 Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	Ventes de produits raffinés par zone géographique (kb/lj)	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
1 704	1 766	-3%	1 904	Europe	1 739	1 790	-3%
445	531	-16%	616	Afrique	489	617	-21%
1 141	1 134	+1%	1 057	Amériques	1 143	1 065	+7%
721	986	-27%	856	Reste du monde	857	901	-5%
4 011	4 416	-9%	4 432	Total des ventes	4 228	4 373	-3%
343	361	-5%	379	dont ventes massives raffinage	352	362	-3%
2 455	2 849	-14%	2 729	dont négoce international	2 666	2 716	-2%

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	Production de produits pétrochimiques* (kt)	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
1 030	989	+4%	832	Europe	2 019	1 816	+11%
734	676	+9%	750	Amériques	1 410	1 444	-2%
501	677	-26%	709	Moyen-Orient et Asie	1 178	1 454	-19%

* Oléfines, polymères.

9.3 Integrated Power

9.3.1 Production nette d'électricité

Production nette d'électricité (TWh)	2T26						1T26					
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total
France	0,3	0,2	0,0	0,6	0,0	1,2	0,2	0,4	-	1,2	0,0	1,7
Reste de l'Europe	0,2	0,4	0,2	2,7	0,4	3,9	0,1	0,6	0,4	1,5	0,1	2,6
Afrique	0,0	-	-	-	0,1	0,1	0,0	-	-	-	0,1	0,2
Moyen Orient	0,4	-	-	0,3	-	0,7	0,2	-	-	0,2	-	0,4
Amérique du Nord	1,3	0,6	-	1,4	-	3,4	0,9	0,6	-	0,7	-	2,2
Amérique du Sud	0,1	1,0	-	-	-	1,1	0,2	0,9	-	-	-	1,0
Inde	3,1	0,7	-	-	-	3,8	2,8	0,3	-	-	-	3,1
Asie Pacifique	0,4	0,0	0,1	-	-	0,5	0,3	0,0	0,2	-	-	0,5
Total	5,9	2,9	0,3	5,2	0,5	14,8	4,7	2,7	0,6	3,5	0,2	11,7

9.3.2 Capacités nettes installées de génération électrique

Capacités nettes installées de génération électrique (GW) ⁽¹⁸⁾	2T26						1T26					
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total
France	0,8	0,6	0,0	2,7	0,2	4,3	0,8	0,6	-	2,7	0,2	4,2
Reste de l'Europe	0,8	1,1	0,3	7,3	0,4	9,8	0,6	1,0	0,3	2,1	0,1	4,1
Afrique	0,1	-	-	-	0,1	0,2	0,1	-	-	-	0,1	0,2
Moyen Orient	0,6	-	-	0,3	-	1,0	0,7	-	-	0,3	-	1,0
Amérique du Nord	3,1	0,9	-	2,0	0,5	6,5	3,1	0,9	-	2,0	0,5	6,5
Amérique du Sud	0,9	1,2	-	-	-	2,1	0,5	1,2	-	-	-	1,7
Inde	7,2	0,7	-	-	0,3	8,1	7,0	0,6	-	-	0,1	7,7
Asie Pacifique	1,2	0,0	0,2	-	-	1,4	1,2	0,0	0,2	-	-	1,4
Total	14,8	4,4	0,5	12,2	1,5	33,4	14,0	4,3	0,5	7,0	1,1	26,8

⁽¹⁸⁾ Données à fin de période.

9.3.3 Capacités brutes de génération électrique renouvelable

Capacités brutes installées de génération électrique renouvelable (GW) ^{(19),(20)}	2T26					1T26				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	1,4	0,9	0,0	0,2	2,5	1,3	0,9	0,0	0,2	2,4
Reste de l'Europe	0,9	1,8	1,1	0,5	4,4	0,7	1,7	1,1	0,3	3,8
Afrique	0,4	0,0	0,0	0,4	0,7	0,3	0,0	0,0	0,4	0,7
Moyen Orient	1,6	0,0	0,0	0,0	1,6	1,6	0,0	0,0	0,0	1,6
Amérique du Nord	7,8	2,3	0,0	1,2	11,3	7,8	2,3	0,0	1,2	11,3
Amérique du Sud	1,2	1,9	0,0	0,0	3,0	0,6	1,8	0,0	0,0	2,4
Inde	10,3	0,7	0,0	0,3	11,2	10,1	0,7	0,0	0,1	10,8
Asie Pacifique	1,9	0,0	0,6	0,0	2,6	1,9	0,0	0,6	0,0	2,5
Total	25,4	7,6	1,8	2,5	37,4	24,3	7,4	1,8	2,1	35,6

Capacités brutes en construction de génération électrique renouvelable (GW) ^{(19),(20)}	2T26					1T26				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	0,1	0,1	0,0	0,0	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0	0,3
Reste de l'Europe	0,7	0,1	0,8	0,7	2,3	0,9	0,1	0,8	0,4	2,1
Afrique	0,2	0,2	0,0	0,0	0,3	0,2	0,2	0,0	0,0	0,4
Moyen Orient	1,3	0,2	0,0	0,0	1,5	1,4	0,2	0,0	0,0	1,7
Amérique du Nord	1,8	0,4	0,0	0,3	2,5	0,8	0,1	0,0	0,3	1,2
Amérique du Sud	0,7	0,8	0,0	0,3	1,7	1,1	0,3	0,0	0,3	1,7
Inde	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3
Asie Pacifique	0,5	0,0	0,0	0,0	0,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Total	5,6	1,8	0,8	1,3	9,6	4,9	1,0	0,8	1,0	7,7

Capacités brutes en développement de génération électrique renouvelable (GW) ^{(19),(20)}	2T26					1T26				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	0,9	0,5	1,5	0,0	2,8	0,8	0,5	1,5	0,0	2,8
Reste de l'Europe	3,7	1,9	14,3	4,3	24,3	5,2	2,0	14,3	4,2	25,7
Afrique	1,1	0,5	0,0	0,0	1,6	1,1	0,5	0,0	0,0	1,6
Moyen Orient	0,8	0,0	0,0	0,0	0,8	1,2	0,0	0,0	0,0	1,2
Amérique du Nord	10,8	3,1	0,0	4,9	18,8	10,8	3,7	4,1	5,0	23,6
Amérique du Sud	0,7	1,0	0,0	0,0	1,8	0,7	1,7	0,0	0,0	2,5
Inde	1,4	0,0	0,0	0,0	1,4	1,5	0,0	0,0	0,0	1,5
Asie Pacifique	2,6	1,1	2,6	1,1	7,3	2,7	1,1	2,6	1,1	7,5
Total	21,9	8,1	18,4	10,4	58,8	23,9	9,6	22,5	10,3	66,4

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

⁽²⁰⁾ Données à fin de période.

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

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

2T26	1T26	2T25	En millions de dollars	1S26	1S25
5 438	5 810	2 687	Résultat net (part TotalEnergies)	11 248	6 538
(268)	(1 031)	(340)	Éléments non-récurrents du résultat net (part TotalEnergies)	(1 299)	(448)
(17)	252	-	Plus ou moins value de cession	235	-
(30)	(22)	-	Charges de restructuration	(52)	-
-	(1 148)	(209)	Dépréciations et provisions exceptionnelles	(1 148)	(209)
(221)	(113)	(131)	Autres éléments	(334)	(239)
(290)	1 507	(268)	Effet de stock : écart FIFO / coût de remplacement, net d'impôt	1 217	(346)
(31)	(60)	(283)	Effet des variations de juste valeur	(91)	(438)
(589)	416	(891)	Total des éléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)	(173)	(1 232)
6 027	5 394	3 578	Résultat net ajusté (part TotalEnergies)	11 421	7 770

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

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

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	En millions de dollars	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
5 438	5 810	-6%	2 687	Résultat net (part TotalEnergies)	11 248	6 538	+72%
589	(416)	ns	891	Moins: éléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)	173	1 232	-86%
6 027	5 394	+12%	3 578	Résultat net ajusté (part TotalEnergies)	11 421	7 770	+47%
<i>Éléments ajustés</i>							
45	78	-42%	60	Plus: intérêts ne conférant pas le contrôle	123	130	-5%
3 365	3 324	+1%	2 328	Plus: charge / (produit) d'impôt	6 689	5 033	+33%
3 075	3 097	-1%	3 106	Plus: amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	6 172	6 104	+1%
95	90	+6%	96	Plus: amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	185	179	+3%
817	791	+3%	816	Plus: coût de l'endettement financier brut	1 608	1 541	+4%
(245)	(222)	ns	(294)	Moins: produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	(467)	(563)	ns
13 179	12 552	+5%	9 690	EBITDA Ajusté	25 731	20 194	+27%

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

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	En millions de dollars	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
<i>Éléments ajustés</i>							
57 334	49 516	+16%	44 676	Produits des ventes	106 850	92 575	+15%
(37 734)	(29 119)	ns	(28 533)	Achats, nets de variation de stocks	(66 853)	(59 096)	ns
(7 954)	(8 563)	ns	(7 588)	Autres charges d'exploitation	(16 517)	(15 130)	ns
(95)	(133)	ns	(97)	Charges d'exploration	(228)	(178)	ns
338	185	+83%	544	Autres produits	523	791	-34%
(164)	(114)	ns	(233)	Autres charges hors amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	(278)	(449)	ns
482	294	+64%	422	Autres produits financiers	776	716	+8%
(184)	(223)	ns	(203)	Autres charges financières	(407)	(452)	ns
1 156	709	+63%	702	Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	1 865	1 417	+32%
13 179	12 552	+5%	9 690	EBITDA Ajusté	25 731	20 194	+27%
<i>Éléments ajustés</i>							
(3 075)	(3 097)	ns	(3 106)	Moins: amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(6 172)	(6 104)	ns
(95)	(90)	ns	(96)	Moins: amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	(185)	(179)	ns
(817)	(791)	ns	(816)	Moins: coût de l'endettement financier brut	(1 608)	(1 541)	ns
245	222	+10%	294	Plus: produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	467	563	-17%
(3 365)	(3 324)	ns	(2 328)	Moins: produit (charge) d'impôt	(6 689)	(5 033)	ns
(45)	(78)	ns	(60)	Moins: intérêts ne conférant pas le contrôle	(123)	(130)	ns
(589)	416	ns	(891)	Plus: éléments d'ajustements (part TotalEnergies)	(173)	(1 232)	ns
5 438	5 810	-6%	2 687	Résultat net (part TotalEnergies)	11 248	6 538	+72%

10.3 Investissements – Désinvestissements

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

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	En millions de dollars	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
3 276	4 312	-24%	6 689	Flux de trésorerie d'investissement (a) *	7 588	11 494	-34%
-	-	ns	-	Autres opérations avec des intérêts ne conférant pas le contrôle (b)	-	-	ns
57	49	+16%	54	Remboursement organique de prêts SME (c)	106	60	+77%
50	14	x3,6	(221)	Variation de dettes de projets renouvelables (d) **	64	(221)	ns
63	75	-16%	90	Capex liés aux contrats de location capitalisés (e)	138	198	-30%
1	28	-96%	20	Dépenses liées aux crédits carbone (f)	29	22	+32%
3 447	4 478	-23%	6 632	Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g - i + h)	7 925	11 553	-31%
(1 247)	(172)	ns	1 813	Dont acquisitions nettes de cessions (g - i)	(1 419)	2 233	ns
141	392	-64%	2 106	Acquisitions (g)	533	2 942	-82%
1 388	564	x2,5	293	Cessions (i)	1 952	709	x2,8
68	(18)	ns	67	Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaires et plus-value de cession	50	67	-25%
4 694	4 650	+1%	4 819	Dont investissements organiques (h)	9 344	9 320	-
88	73	+20%	37	Exploration capitalisée	162	148	+9%
452	301	+50%	425	Augmentation des prêts non courants	753	993	-24%
(1 017)	(276)	ns	(256)	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(1 293)	(359)	ns
118	(4)	ns	(154)	Variation de dettes de projets renouvelables quote-part TotalEnergies	114	(154)	ns

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

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

10.4 Cash-flow

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

2T26	1T26	2T26 vs 1T26	2T25	En millions de dollars	1S26	1S25	1S26 vs 1S25
10 858	3 361	x3,2	5 960	Flux de trésorerie d'exploitation (a)	14 219	8 523	67%
1 667	(6 993)	ns	(246)	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b) *	(5 326)	(4 562)	ns
(506)	1 849	ns	(272)	Effet de stock (c)	1 343	(379)	ns
50	22	x2,3	86	Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	72	86	-16%
57	49	+16%	54	Remboursement organique de prêts SME (e)	106	60	+77%
9 804	8 576	+14%	6 618	Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a - b - c + d + e)	18 380	13 610	+35%
(384)	(403)	ns	(325)	Frais financiers	(787)	(610)	ns
10 188	8 979	+13%	6 943	Marge brute d'autofinancement hors frais financiers (DACF)	19 167	14 220	+35%
4 694	4 650	+1%	4 819	Investissements organiques (g)	9 344	9 320	-
5 110	3 926	+30%	1 799	Cash flow après investissements organiques (f - g)	9 036	4 290	x2,1
3 447	4 478	-23%	6 632	Investissements nets (h)	7 925	11 553	-31%
6 357	4 098	+55%	(14)	Cash flow net (f - h)	10 455	2 057	x5,1

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

10.5 Ratio d'endettement

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

* Hors créances et dettes de location.

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

10.6 Rentabilité des capitaux employés moyens

Période du 1er juillet 2025 au 30 juin 2026

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

10.7 Retour à l'actionnaire (Pay-out)

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

GLOSSAIRE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Avertissement :

Sauf indication contraire, les termes « TotalEnergies », « compagnie TotalEnergies » et « Compagnie » qui figurent dans ce document sont utilisés pour désigner TotalEnergies SE et les entités consolidées que TotalEnergies SE contrôle directement ou indirectement. De même, les termes « nous », « nos » et « notre » peuvent également être utilisés pour faire référence à ces entités ou à leurs collaborateurs. Les entités dans lesquelles TotalEnergies SE détient directement ou indirectement une participation sont des personnes morales distinctes et autonomes. Le terme « Société » utilisé dans ce document est utilisé pour désigner exclusivement TotalEnergies SE, société mère de la Compagnie.

Ce document ne constitue pas le rapport financier semestriel qui fera l'objet d'une publication spécifique, conformément à l'article L. 451-1-2 III du Code monétaire et financier Français et à la réglementation britannique applicable, disponible sur le site totalenergies.com. Ce communiqué de presse présente les résultats du deuxième trimestre 2026 et du premier semestre 2026, issus des comptes consolidés de TotalEnergies SE au 30 juin 2026 (non audités). Les comptes consolidés de TotalEnergies SE au 30 juin 2026 ont fait l'objet d'un examen limité par les Commissaires aux comptes. L'annexe aux comptes consolidés (non audités) est disponible sur le site de la Société, www.totalenergies.com.

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

Ces déclarations prospectives peuvent être identifiées par l'utilisation du futur, du conditionnel ou de termes à caractère prospectif tels que « sera », « devrait », « pourrait », « serait », « peut », « vraisemblablement », « envisager », « avoir l'intention », « anticiper », « croire », « estimer », « considérer », « planifier », « prévoir », « penser », « avoir pour objectif », « avoir pour ambition », « s'engager », « viser » ou toute terminologie similaire. Ces déclarations prospectives contenues dans ce document sont fondées sur des données économiques, hypothèses et estimations établies dans un contexte économique, concurrentiel et réglementaire donné et considérées comme raisonnables par TotalEnergies à la date de publication du présent document.

Ces déclarations prospectives ne sont pas des données historiques et ne doivent pas être interprétées comme des garanties que les perspectives, objectifs ou ambitions énoncés seront réalisés. Elles sont incertaines et sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées avec un écart significatif entre les résultats réels et ceux envisagés, en raison notamment des incertitudes liées à l'environnement économique, financier, concurrentiel et réglementaire, ou en raison de la matérialisation de facteurs de risque tels que, notamment, les fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, l'évolution de la demande et des prix des produits pétroliers, les variations dans la production et l'estimation des réserves, la capacité à réduire les coûts et à améliorer l'efficacité opérationnelle sans perturber indûment les opérations, les changements législatifs et réglementaires, notamment en matière d'environnement et de climat, les fluctuations monétaires, les innovations technologiques, les conditions et événements météorologiques, ainsi que les évolutions sociodémographiques, économiques et politiques, les changements dans les conditions de marché, la perte de parts de marché, les modifications des préférences des consommateurs ou les pandémies, ainsi que les autres facteurs de risque décrits régulièrement dans les documents de la Société, notamment son Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers, son rapport annuel (Form 20-F) déposé auprès de la Securities and Exchange Commission (« SEC »), ainsi que les autres rapports déposés ou transmis à la SEC.

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

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

TotalEnergies SE et ses filiales n'ont aucune obligation, ne prennent aucun engagement et déclinent expressément toute responsabilité vis-à-vis des investisseurs ou de toute autre partie prenante de mettre à jour ou de réviser, en particulier en raison d'informations nouvelles ou d'événements futurs, tout ou partie des déclarations, informations prospectives, tendances ou objectifs contenus dans ce document. Par ailleurs, la Société n'a pas vérifié et n'est pas tenue de vérifier les données provenant de tiers contenues dans ce document ou utilisées pour les hypothèses, estimations ou, plus généralement, les données prospectives publiées dans ce document. Les informations concernant les facteurs de risque susceptibles d'avoir un effet défavorable significatif sur les activités de TotalEnergies, sa situation financière, y compris ses résultats opérationnels et ses flux de trésorerie, sa réputation, ses perspectives ou la valeur des instruments financiers émis par TotalEnergies sont décrites dans la version la plus récente du Document d'enregistrement universel déposé par TotalEnergies SE auprès de l'Autorité des marchés financiers et dans le rapport annuel (20-F) déposé auprès de la SEC.

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

En complément des indicateurs définis par les normes IFRS, certains indicateurs alternatifs de performance sont présentés, tels que notamment les indicateurs de performance excluant les éléments d'ajustement décrits ci-après (résultat opérationnel net ajusté, résultat net ajusté), le cash flow net, le cash flow après investissements organiques, le ratio d'endettement normalisé, la rentabilité des capitaux propres (Return on Equity – ROE), la rentabilité des capitaux employés moyens (Return on Average Capital Employed – ROACE), le ratio d'endettement (gearing ratio), la marge brute d'autofinancement, le DACF (debt adjusted cash flow), ainsi que le taux de retour à l'actionnaire (payout). Ces indicateurs sont destinés à faciliter l'analyse de la performance financière de TotalEnergies et la comparaison des résultats entre périodes. Ils permettent aux investisseurs de suivre les mesures utilisées en interne pour gérer et évaluer la performance de TotalEnergies.

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

Ces éléments d'ajustement comprennent :

(i) les éléments non récurrents

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

(ii) l'effet de stock

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

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

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

(iii) l'effet des variations de juste valeur

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

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

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

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

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

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

Avertissement aux investisseurs américains – Tout investisseur américain est prié de se reporter au *Form 20-F* publié par TotalEnergies SE, File N ° 1-10888, disponible au 2, place Jean Millier – Arche Nord Coupole/Regnault – 92078 Paris-La Défense Cedex, France, ou sur le site internet de la Société totalenergies.com. Ce document est également disponible auprès de la SEC en appelant le 1-800-SEC-0330 ou sur le site internet de la SEC sec.gov.

Comptes TotalEnergies

Comptes consolidés du deuxième trimestre et du premier semestre 2026, normes IFRS

Compte de résultat consolidé

TotalEnergies

(non audité)

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

(a) Excepté pour les résultats nets par action.

Résultat global consolidé

TotalEnergies

(non audité)

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

Compte de résultat consolidé

TotalEnergies

(non audité)

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

(a) Excepté pour les résultats nets par action.

Résultat global consolidé

TotalEnergies

(non audité)

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

Bilan consolidé

TotalEnergies

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

Tableau de flux de trésorerie consolidé

TotalEnergies

(non audité)

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

Tableaux de flux de trésorerie consolidé

TotalEnergies

(non audité)

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

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

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

Informations par secteur d'activité

TotalEnergies

(non audité)

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

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

La gestion des positions bilancielle (dont les appels de marge) liée à l'accès centralisé aux marchés pour les activités GNL, gaz et électricité est incluse dans le secteur integrated LNG.

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

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

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

Informations par secteur d'activité

TotalEnergies

(non audité)

1er trimestre 2026 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Chiffre d'affaires externe	1 119	2 930	5 441	24 180	20 489	4	–	54 163
Chiffre d'affaires intersecteurs	9 003	2 810	727	8 215	119	33	(20 907)	–
Droits d'accises	–	–	–	(167)	(4 480)	–	–	(4 647)
Produits des ventes	10 122	5 740	6 168	32 228	16 128	37	(20 907)	49 516
Charges d'exploitation	(3 289)	(4 152)	(5 710)	(28 670)	(14 993)	(248)	20 907	(36 155)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(1 965)	(421)	(163)	(403)	(230)	(24)	–	(3 206)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	386	453	(813)	225	(120)	3	–	134
Impôts du résultat opérationnel net	(2 426)	(316)	(53)	(696)	(247)	(99)	–	(3 837)
Ajustements ^(a)	252	(14)	(1 116)	1 085	276	(23)	–	460
Résultat opérationnel net ajusté	2 576	1 318	545	1 599	262	(308)	–	5 992
Ajustements ^(a)								460
Coût net de la dette nette								(520)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(122)
Résultat net - part TotalEnergies								5 810

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

La gestion des positions bilancielle (dont les appels de marge) liée à l'accès centralisé aux marchés pour les activités GNL, gaz et électricité est incluse dans le secteur integrated LNG.

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

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

1er trimestre 2026 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Investissements	2 860	649	901	616	152	44	–	5 222
Désinvestissements	462	151	218	23	52	4	–	910
Flux de trésorerie d'exploitation	2 969	(1 120)	(145)	1 564	1 068	(975)	–	3 361

Informations par secteur d'activité

TotalEnergies

(non audité)

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

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

La gestion des positions bilancielle (dont les appels de marge) liée à l'accès centralisé aux marchés pour les activités GNL, gaz et électricité est incluse dans le secteur integrated LNG.

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

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

2ème 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

Informations par secteur d'activité

TotalEnergies

(non audité)

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

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

La gestion des positions bilancielle (dont les appels de marge) liée à l'accès centralisé aux marchés pour les activités GNL, gaz et électricité est incluse dans le secteur integrated LNG.

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

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

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

Informations par secteur d'activité

TotalEnergies

(non audité)

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

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

La gestion des positions bilancielle (dont les appels de marge) liée à l'accès centralisé aux marchés pour les activités GNL, gaz et électricité est incluse dans le secteur integrated LNG.

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

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

1er 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

Indicateurs Alternatifs de Performance

INDICATEURS ALTERNATIFS DE PERFORMANCE (Non-GAAP measures)

TotalEnergies

(non audité)

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

1.1 Exploration-Production

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

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

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

1.2 Integrated LNG

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

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

INDICATEURS ALTERNATIFS DE PERFORMANCE (Non-GAAP measures)

TotalEnergies

(non audité)

1.3 Integrated Power

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

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

1.4 Raffinage-Chimie

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

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

INDICATEURS ALTERNATIFS DE PERFORMANCE (Non-GAAP measures)

TotalEnergies

(non audité)

1.5 Marketing & Services

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

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

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

2.1 Exploration-Production

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

INDICATEURS ALTERNATIFS DE PERFORMANCE (Non-GAAP measures)

TotalEnergies

(non audité)

2.2 Integrated LNG

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

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

2.3 Integrated Power

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

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

INDICATEURS ALTERNATIFS DE PERFORMANCE (Non-GAAP measures)

TotalEnergies

(non audité)

2.4 Raffinage-Chimie

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

2.5 Marketing & Services

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

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

TotalEnergies

(non audité)

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

<i>En millions de dollars</i>	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Corporate	Éliminations de consolidation	Compagnie
Résultat opérationnel net ajusté 2ème trimestre 2026	3 231	807	533	1 800	500	(276)	–	6 595
Résultat opérationnel net ajusté 1er trimestre 2026	2 576	1 318	545	1 599	262	(308)	–	5 992
Résultat opérationnel net ajusté 4ème trimestre 2025	1 805	922	564	1 001	341	(191)	–	4 442
Résultat opérationnel net ajusté 3ème trimestre 2025	2 169	852	571	687	380	(80)	–	4 579
Résultat opérationnel net ajusté (a)	9 781	3 899	2 213	5 087	1 483	(855)	–	21 608
Bilan au 30 juin 2026								
Immobilisations corporelles et incorporelles	87 288	30 311	14 610	13 039	6 738	1 534	–	153 520
Titres et prêts des sociétés mises en équivalence	5 137	18 365	15 740	4 560	861	–	–	44 663
Autres actifs non courants	1 950	2 444	1 389	757	1 062	9	–	7 611
<i>Stocks</i>	<i>1 858</i>	<i>1 487</i>	<i>575</i>	<i>13 347</i>	<i>4 106</i>	<i>–</i>	<i>–</i>	<i>21 373</i>
<i>Clients et comptes rattachés</i>	<i>6 136</i>	<i>9 665</i>	<i>3 594</i>	<i>21 974</i>	<i>8 922</i>	<i>1 705</i>	<i>(30 812)</i>	<i>21 184</i>
<i>Autres créances</i>	<i>7 771</i>	<i>13 802</i>	<i>4 185</i>	<i>4 003</i>	<i>3 642</i>	<i>4 644</i>	<i>(9 071)</i>	<i>28 976</i>
<i>Fournisseurs et comptes rattachés</i>	<i>(6 332)</i>	<i>(11 033)</i>	<i>(4 669)</i>	<i>(37 582)</i>	<i>(11 361)</i>	<i>(1 131)</i>	<i>30 670</i>	<i>(41 438)</i>
<i>Autres créditeurs et dettes diverses</i>	<i>(12 188)</i>	<i>(12 446)</i>	<i>(3 674)</i>	<i>(8 890)</i>	<i>(6 394)</i>	<i>(8 729)</i>	<i>9 213</i>	<i>(43 108)</i>
Besoin en fonds de roulement	(2 755)	1 475	11	(7 148)	(1 085)	(3 511)	–	(13 013)
Provisions et autres passifs non courants	(23 857)	(4 840)	(1 381)	(3 554)	(1 234)	789	–	(34 077)
Actifs et passifs destinés à être cédés ou échangés - Capitaux employés	362	–	501	–	–	–	–	863
Capitaux employés (Bilan)	68 125	47 755	30 870	7 654	6 342	(1 179)	–	159 567
Moins effet de stock	–	–	–	(1 588)	(435)	–	–	(2 023)
Capitaux Employés au coût de remplacement (b)	68 125	47 755	30 870	6 066	5 907	(1 179)	–	157 544
Bilan au 30 juin 2025								
Immobilisations corporelles et incorporelles	85 970	29 063	17 159	12 746	7 139	763	–	152 840
Titres et prêts des sociétés mises en équivalence	4 349	16 955	10 304	3 963	1 086	–	–	36 657
Autres actifs non courants	3 685	2 210	1 771	699	1 089	329	–	9 783
<i>Stocks</i>	<i>1 565</i>	<i>1 027</i>	<i>574</i>	<i>10 773</i>	<i>3 336</i>	<i>–</i>	<i>–</i>	<i>17 275</i>
<i>Clients et comptes rattachés</i>	<i>5 841</i>	<i>6 227</i>	<i>4 554</i>	<i>20 019</i>	<i>8 369</i>	<i>1 148</i>	<i>(24 904)</i>	<i>21 254</i>
<i>Autres créances</i>	<i>6 848</i>	<i>8 899</i>	<i>5 206</i>	<i>2 723</i>	<i>2 955</i>	<i>5 627</i>	<i>(8 098)</i>	<i>24 160</i>
<i>Fournisseurs et comptes rattachés</i>	<i>(6 884)</i>	<i>(7 473)</i>	<i>(6 333)</i>	<i>(32 438)</i>	<i>(9 932)</i>	<i>(1 049)</i>	<i>24 821</i>	<i>(39 288)</i>
<i>Autres créditeurs et dettes diverses</i>	<i>(9 785)</i>	<i>(8 541)</i>	<i>(4 484)</i>	<i>(5 171)</i>	<i>(5 385)</i>	<i>(9 487)</i>	<i>8 181</i>	<i>(34 672)</i>
Besoin en fonds de roulement	(2 415)	139	(483)	(4 094)	(657)	(3 761)	–	(11 271)
Provisions et autres passifs non courants	(25 111)	(4 260)	(1 719)	(3 577)	(1 222)	874	–	(35 015)
Actifs et passifs destinés à être cédés ou échangés - Capitaux employés	564	193	1	–	84	–	–	842
Capitaux employés (Bilan)	67 042	44 300	27 033	9 737	7 519	(1 795)	–	153 836
Moins effet de stock	–	–	–	(910)	(194)	–	–	(1 104)
Capitaux Employés au coût de remplacement (c)	67 042	44 300	27 033	8 827	7 325	(1 795)	–	152 732
ROACE en pourcentage (a / moyenne (b + c))	14,5%	8,5%	7,6%	68,3%	22,4%	–	–	13,9%

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

TotalEnergies

(non audité)

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

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