

Semaine	14/11	7/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	63.8	64.0	-0.1	-0.2%	71.9
Brent Spot	64.6	65.1	-0.5	-0.8%	72.8
WTI Nymex	59.7	60.1	-0.4	-0.7%	68.1

Le Brent en baisse à 64 \$/b soutenu par les tensions géopolitiques, plafonné par les fondamentaux.

Le Brent continue d'osciller entre 63 et 65 \$/b, soutenu par les tensions géopolitiques, mais plafonné par les fondamentaux (Fig. 1 & 2). Les prix ont brutalement chuté en milieu de semaine, avec la publication des rapports mensuels des agences et l'annonce d'un surplus d'offre encore plus important qu'anticipé par l'AIE. Ils ont ensuite vivement augmenté, après une attaque ukrainienne par missiles et drones contre le port de Novorossisk, premier port russe en matière de trafic. Parallèlement, les sanctions imposées par Washington à la Russie, et à Rosneft et Lukoil en particulier, continuent de compliquer les exportations russes, dont une bonne partie est actuellement stockée sur des tankers (Fig. 15), les négociants se heurtant à des obstacles de paiement et de livraison à l'approche de l'échéance du 21 novembre. La déclaration de force majeure de Lukoil sur le champ pétrolier irakien de West Qurna-2 est, à ce stade, la conséquence la plus visible des sanctions.

Sur la semaine, le Brent pour livraison en janvier a baissé de 0,2 % pour atteindre 63,8 \$/b, tandis que le WTI a perdu 0,7 % pour s'établir à 59,7 \$/b. Le consensus Bloomberg du 14 novembre est quasi inchangé, avec un Brent à 63 \$/b au quatrième trimestre 2025 et à 60,7 \$/b (- 0,2 \$/b) au premier trimestre 2026. En moyenne pour l'année 2026, le consensus Bloomberg est de 61,5 \$/b (Fig. 3).

AIE, EIA, OPEP : les scénarios des Agences

Dans son dernier rapport mensuel, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit un surplus d'offre de pétrole de 4,05 Mb/j l'an prochain, dû à une production en forte hausse et à un essoufflement de la demande. L'agence prévoit une augmentation de l'offre mondiale de 2,4 Mb/j en 2026, tandis que la demande ne devrait progresser que de 0,8 Mb/j (cf. Tableau). Cette augmentation de l'offre est principalement due à la résilience du pétrole de schiste américain et la montée en puissance des liquides de gaz naturel, ainsi qu'au démarrage de grands projets offshore. Depuis janvier 2025, quinze nouveaux projets répartis dans sept pays hors OPEP+ ont été lancés, représentant 1,7 Mb/j de capacités supplémentaires. Ces nouvelles installations ont déjà injecté 1,1 Mb/j sur le marché. Pour l'ensemble de l'année, la production hors OPEP+ devrait augmenter de 1,7 Mb/j pour atteindre 55 Mb/j, puis ralentir à 1,2 Mb/j en 2026. Ce surplus de production a entraîné une hausse significative des stocks mondiaux, qui ont atteint en septembre leur niveau le plus élevé depuis plus de quatre ans, principalement sous forme de stockage flottant à bord de tankers. Sur les neuf premiers mois de l'année, les stocks de pétrole ont progressé de 313 Mb, soit 1,15 Mb/j en moyenne. Cette accumulation provient essentiellement des liquides de gaz américains, du brut stocké en Chine et du pétrole stocké en mer.

Le scénario de l'AIE, qui anticipe un surplus d'offre dépassant 4 Mb/j en 2026, contraste avec les projections des autres agences. Ce scénario ne semble pas intégrer pleinement les mécanismes de prix et la réaction prévisible des producteurs face à l'effondrement des cours qu'entraînerait un tel excédent.

De son côté, l'Agence américaine d'information sur l'énergie (EIA) se montre plus mesurée, anticipant un excédent de 1,8 Mb/j cette année et de 2,2 Mb/j en 2026. Elle table sur une offre OPEP+ plus modeste que l'AIE en 2026 (+0,9 Mb/j contre +1,4 Mb/j), dans un contexte de prix du Brent bas, à 55 \$/b. L'agence a par ailleurs légèrement revu à la baisse son estimation du surplus pour 2025, intégrant l'impact des sanctions contre le secteur pétrolier russe et le ralentissement des achats chinois.

Pour sa part, l'OPEP dessine dans son rapport mensuel publié cette semaine un marché globalement équilibré l'an prochain : l'excédent de 0,7 Mb/j anticipé au premier semestre 2026 serait compensé par un déficit de 0,4 Mb/j au second semestre. Cette projection suppose toutefois que l'alliance OPEP+ maintienne sa production au niveau actuel, confirmant ainsi que le cartel ne devrait pas augmenter son offre au premier trimestre 2026.

AIE : World Energy Outlook 2025 - L'AIE réintroduit un scénario 'noir' pour le pétrole en 2050

La semaine dernière, l'AIE a publié son rapport annuel World Energy Outlook, présentant des projections jusqu'en 2050. L'une des nouveautés marquantes de cette édition est le retour du Scénario des Politiques Actuelles (CPS), interrompu depuis 2019. Selon ce scénario, la demande mondiale de pétrole ne connaîtra pas de pic et continuera de croître jusqu'en 2050, atteignant 119 Mb/j. L'OPEP a salué ce scénario en le qualifiant de « rendez-vous avec la réalité » (son propre scénario pour 2050 prévoit une demande de 123 Mb/j). Pour l'AIE, le CPS offre une perspective contrastée, essentielle pour illustrer les conséquences d'une inaction politique. En remettant ce scénario sur le devant de la scène, l'AIE souligne les dangers d'un statu quo : sans accélération de la décarbonation et de la transition énergétique, les enjeux de sécurité énergétique et climatique deviendraient critiques.

Semaine	14/11	7/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	63.8	64.0	-0.1	-0.2%	71.9
Brent Spot	64.6	65.1	-0.5	-0.8%	72.8
WTI Nymex	59.7	60.1	-0.4	-0.7%	68.1

- Conséquences climatiques sévères : si les politiques actuelles restent inchangées, le monde pourrait se diriger vers une hausse des températures de près de 3 °C d'ici 2100, incompatible avec les objectifs climatiques internationaux.
- Tensions sur les marchés des combustibles fossiles : la demande de pétrole et de gaz naturel continuerait de croître jusqu'en 2050. Cela nécessiterait des investissements en amont plus élevés (environ 25 Mb/j de nouveaux projets pétroliers d'ici 2035) et des prix plus élevés (environ 10 % de plus que dans le STEPS pour le pétrole en 2035) afin de maintenir l'équilibre du marché.

Les projections de demande pétrolière à l'horizon 2050 varient largement selon les organisations et les acteurs du marché, dessinant un éventail de scénarios très divers. L'écart entre les estimations peut atteindre environ 35 Mb/j, illustrant l'incertitude qui entoure cette échéance (Fig. 12). D'un côté, certains scénarios, comme le CPS de l'AIE, les scénarios de référence de l'EIA ou encore ceux de l'OPEP, prolongent une dynamique de croissance, avec des niveaux qui gravitent autour de 120 Mb/j en 2050. À l'opposé, d'autres trajectoires envisagent une demande quasi stable, à l'image du STEPS de l'AIE ou des projections de l'Institute of Energy Economics Japan (IEEJ). Enfin, il faut noter que plusieurs compagnies pétrolières et gazières (TotalEnergies, Shell, BP, ...) anticipent aujourd'hui dans leurs scénarios de référence des replis plus significatifs de la demande, situant la demande entre 82 et 89 Mb/j en 2050 (Fig. 12).

USA : hausse des stocks de pétrole brut et baisse des stocks d'essence

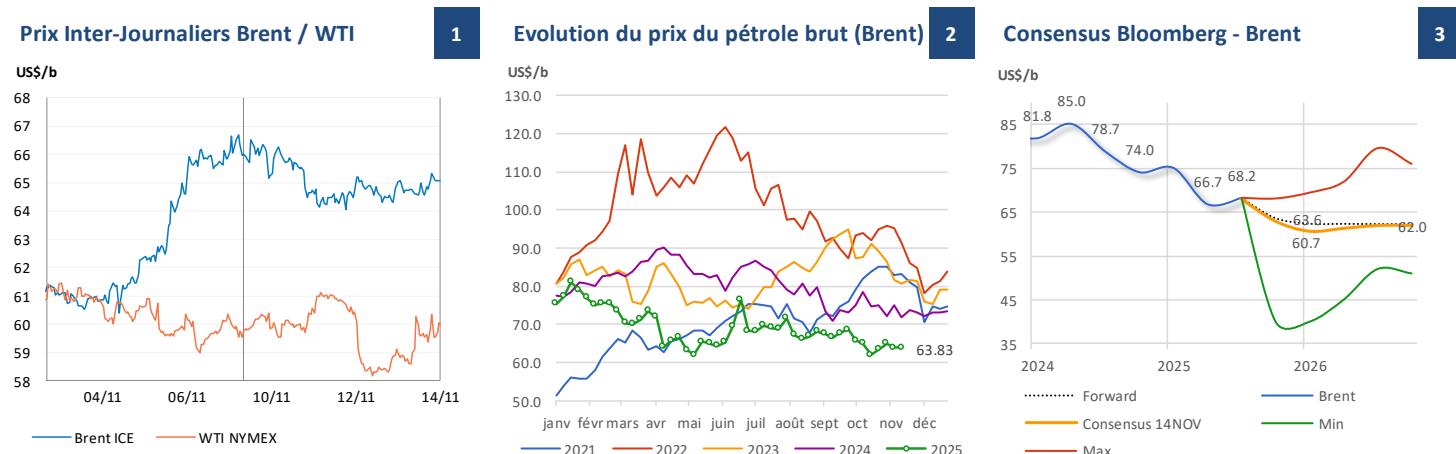
Les stocks commerciaux de brut aux États-Unis ont augmenté de 6,4 Mb la semaine dernière, alors que le consensus n'anticipait qu'une hausse d'environ 1 Mb. Ils demeurent toutefois 1 % en dessous de leur niveau de l'an passé et 4 % en deçà de la moyenne des cinq dernières années. Cette progression s'explique principalement par une baisse des exportations et par une hausse de la production domestique, qui atteint désormais 13,86 Mb/j. Les stocks d'essence et de distillats ont, à l'inverse, reculé respectivement de 0,9 Mb et 0,6 Mb. Ils restent 1 % et 3 % en dessous des niveaux observés l'an dernier, et 5 % et 7 % inférieurs à leur moyenne quinquennale.

Europe : spread produits en hausse, marge de raffinage au plus haut depuis deux ans

La semaine dernière, les stocks de produits pétroliers au hub ARA ont progressé de 1 %. La forte baisse des stocks d'essence (-7 %) a été plus que compensée par la hausse des stocks de gasoil (+4 %). Les stocks de pétrole brut ont, quant à eux, augmenté de 12 %. Par rapport à la moyenne des cinq dernières années, les niveaux restent contrastés : les stocks d'essence demeurent 15 % en dessous, ceux de gasoil 14 % au-dessus, et ceux de pétrole brut 8 % au-dessus.

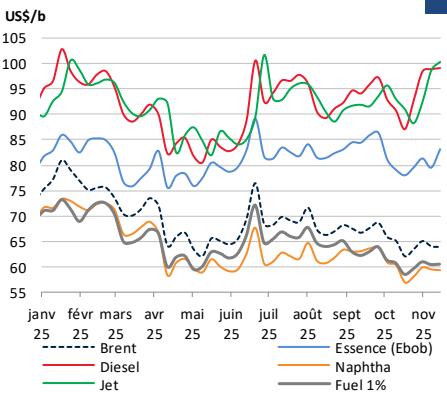
Sur le marché de Rotterdam, les prix ont poursuivi leur remontée : l'essence a gagné 4,6 %, tandis que le diesel a légèrement augmenté de 0,2 %. Les spreads restent élevés (Fig. 14). Le différentiel gasoil-Brent s'établit en moyenne à 32,8 \$/b, en hausse de 7 % sur la semaine, tandis que le spread essence grimpe de 18 % pour atteindre 16,4 \$/b, son niveau le plus haut depuis fin août. Cette tension sur les produits reflète une période de maintenance soutenue dans les raffineries, ainsi qu'une augmentation des exportations vers l'Afrique de l'Ouest, notamment vers le Nigeria.

Dans ce contexte, la marge de raffinage moyenne en Europe (Brent FCC) progresse de 11,8 %, pour atteindre 15 \$/b, un niveau inédit depuis plus de deux ans. En moyenne annuelle, elle s'élève à 9 \$/b, soit 16 % de plus que l'an dernier, bien qu'inférieure à celle de 2023 (10,3 \$/b) (Fig. 5).

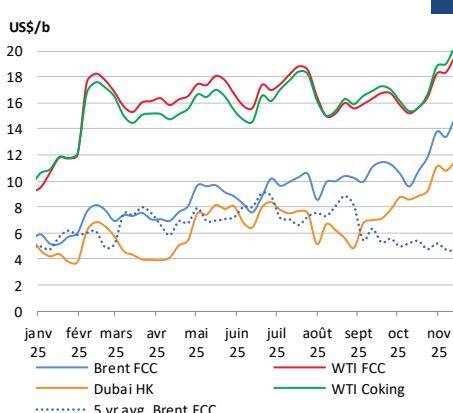


Semaine	14/11	7/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	63.8	64.0	-0.1	-0.2%	71.9
Brent Spot	64.6	65.1	-0.5	-0.8%	72.8
WTI Nymex	59.7	60.1	-0.4	-0.7%	68.1

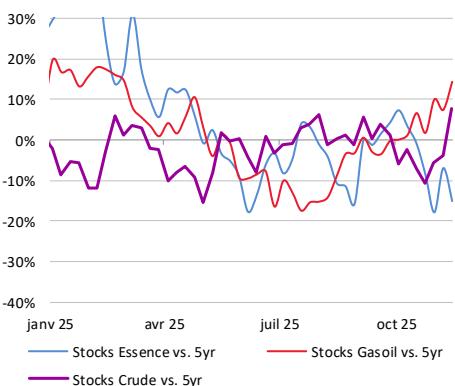
Prix des Produits Pétroliers - Europe



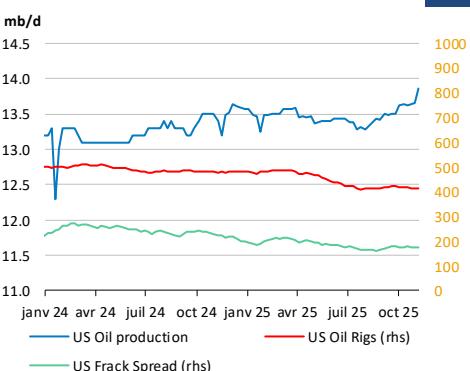
Marges de Raffinage



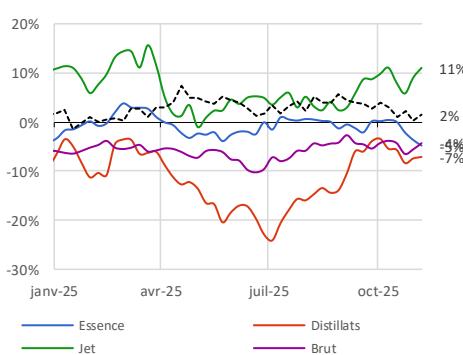
ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans



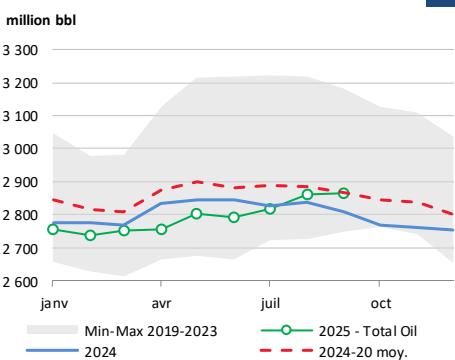
US Production de pétrole brut



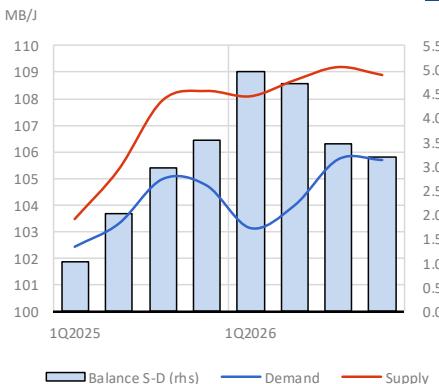
USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans



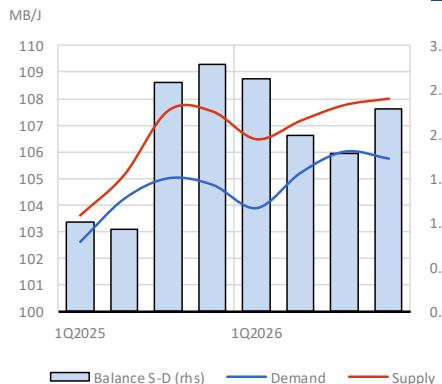
AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE



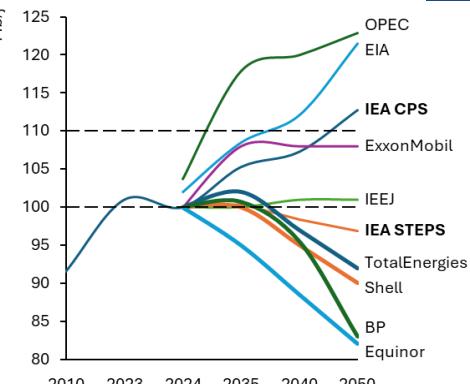
AIE Offre Demande Pétrole



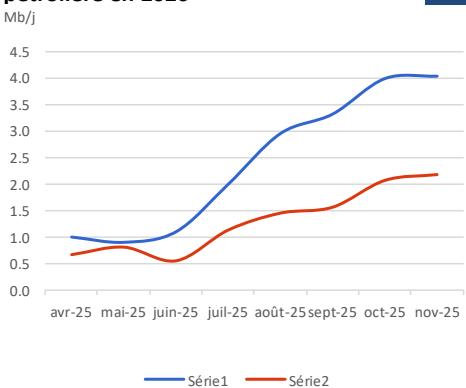
EIA Offre/ Demande Pétrole



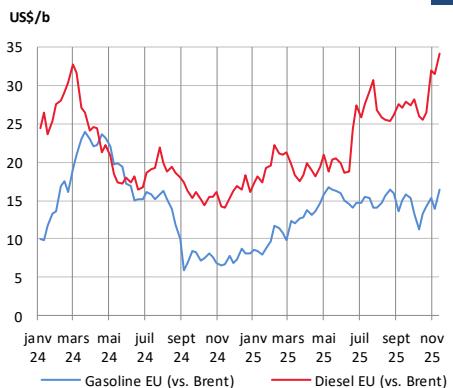
Scénarios de Demande de Pétrole



Evolution des estimations de la balance pétrolière en 2026



Cracks Diesel / Gasoline Europe



Brut stocké en mer



Semaine	14/11	7/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	63.8	64.0	-0.1	-0.2%	71.9
Brent Spot	64.6	65.1	-0.5	-0.8%	72.8
WTI Nymex	59.7	60.1	-0.4	-0.7%	68.1

AIE - OMR nov.	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	24-23	25-24	26-25
OCDE	45.7	44.9	45.7	46.3	46.2	45.8	45.2	45.6	46.2	46.1	45.8	45.1	45.5	46.2	45.9	45.7	0.1	0.0	-0.1
non-OCDE	56.4	56.4	57.1	57.7	57.9	57.3	57.3	57.7	58.8	58.7	58.1	58.1	58.5	59.5	59.8	59.0	0.9	0.8	0.9
Dont Chine	16.5	16.5	16.6	16.8	16.6	16.6	16.6	16.4	17.1	16.8	16.7	16.7	16.7	17.2	17.0	16.9	0.15	0.11	0.15
Demande totale (mb/j)	102.1	101.3	102.9	104.1	104.1	103.1	102.4	103.3	105.0	104.8	103.9	103.1	104.0	105.7	105.7	104.7	1.0	0.8	0.8
Offre non-OPEP	69.3	69.5	70.4	70.6	70.8	70.4	70.5	71.5	73.3	73.1	72.1	72.8	73.3	73.8	73.4	73.3	1.0	1.7	1.2
Offre OPEP	32.9	32.8	32.8	32.7	32.8	32.8	33.0	33.8	34.7	35.2	34.2	35.3	35.4	35.4	35.5	35.4	-0.2	1.4	1.2
Offre OPEP (brut)	27.4	27.3	27.2	27.2	27.3	27.2	27.5	28.2	28.9	29.3	28.4	29.5	29.5	29.5	29.5	29.5	-0.2	1.2	1.1
Offre non OPEP+	51.6	52.1	53.3	53.6	54.1	53.2	53.5	54.3	56.0	55.9	55.0	55.5	56.1	56.6	56.3	56.1	1.7	1.8	1.1
Offre OPEP+	50.7	50.2	49.9	49.7	49.6	49.9	50.0	51.0	51.9	52.4	51.3	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	-0.8	1.4	1.3
Offre totale (mb/j)	102.3	102.3	103.2	103.3	103.7	103.1	103.5	105.3	107.9	108.3	106.3	108.1	108.7	109.2	108.9	108.7	0.9	3.2	2.4
Differences (+/-)	0.1	1.0	0.3	-0.8	-0.5	0.0	1.0	2.0	3.0	3.5	2.4	5.0	4.7	3.5	3.2	4.0			
<i>Production OPEP basée sur accords actuels</i>																			
EIA - STEO nov.	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	24-23	25-24	26-25
OCDE	45.7	44.9	45.8	46.4	46.3	45.9	45.2	45.7	46.3	45.9	45.8	45.5	45.6	46.3	46.0	45.9	0.1	-0.1	0.1
non-OCDE	56.3	57.1	57.3	57.2	57.3	57.2	57.4	58.5	58.6	58.9	58.4	58.4	59.6	59.7	59.7	59.3	0.9	1.1	1.0
Dont Chine	16.2	16.3	16.5	16.1	16.4	16.3	16.4	16.7	16.4	16.8	16.6	16.7	16.9	16.7	17.0	16.8	0.12	0.25	0.25
Demande totale (mb/j)	102.0	102.0	103.1	103.6	103.6	103.1	102.6	104.2	105.0	104.7	104.1	103.9	105.2	106.0	105.7	105.2	1.1	1.0	1.1
Offre non-OPEP	69.8	69.9	70.4	70.4	71.0	70.4	70.7	71.7	73.6	73.7	72.4	73.1	73.4	73.8	74.2	73.6	0.7	2.0	1.2
Offre OPEP	32.7	32.7	32.8	32.6	32.8	32.7	32.9	33.4	34.0	33.9	33.6	33.4	33.8	34.0	33.8	33.8	0.0	0.8	0.2
Offre OPEP (brut)	27.2	27.1	27.1	27.0	27.1	27.1	27.2	27.7	28.3	28.1	27.8	27.6	27.9	28.1	27.9	27.9	-0.1	0.8	0.1
Offre non OPEP+	52.0	52.3	53.4	53.6	54.3	53.4	53.7	54.6	56.5	56.5	55.3	55.8	56.2	56.7	56.9	56.4	1.4	1.9	1.1
Offre OPEP+	50.5	50.3	49.8	49.4	49.5	49.7	49.9	50.5	51.1	51.0	50.6	50.7	51.0	51.1	51.1	51.0	-0.7	0.9	0.3
Offre totale (mb/j)	102.5	102.6	103.2	103.1	103.8	103.2	103.6	105.1	107.6	107.5	106.0	106.5	107.2	107.8	108.0	107.4	0.7	2.8	1.4
Differences (+/-)	0.4	0.6	0.1	-0.5	0.2	0.1	1.0	0.9	2.6	2.8	1.8	2.6	2.0	1.8	2.3	2.2			
OPEP - MOM nov.	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	24-23	25-24	26-25
OCDE	45.7	44.8	45.8	46.4	46.2	45.8	45.2	45.7	46.6	46.4	46.0	45.3	45.8	46.8	46.6	46.1	0.2	0.1	0.1
non-OCDE	56.7	58.0	57.4	58.1	59.3	58.0	59.1	58.5	58.9	60.1	59.2	60.3	59.8	60.3	61.3	60.4	1.3	1.2	1.2
Dont Chine	16.4	16.7	16.6	16.8	17.2	16.7	16.9	16.5	17.1	17.0	16.9	17.0	16.7	17.3	17.2	17.1	0.3	0.2	0.2
Demande totale (mb/j)	102.4	102.8	103.2	104.5	105.6	103.8	104.3	104.2	105.5	106.6	105.1	105.6	105.6	107.1	107.9	106.5	1.5	1.3	1.4
Offre non-OPEP+	51.9	52.6	53.1	53.2	53.4	53.2	53.7	54.2	55.0	53.6	54.1	54.3	54.6	54.8	55.3	54.7	1.3	0.9	0.6
Offre OPEP+	50.3	49.6	49.2	48.8	49.1	49.4	49.6	49.9	51.0	51.9	51.2	51.8	52.0	52.0	52.0	51.9	-0.9	1.8	0.7
Offre OPEP (Brut)	27.1	26.6	26.6	26.5	26.7	26.6	26.8	27.1	27.9	28.7	27.6	28.5	28.7	28.8	28.7	28.7	-0.5	1.0	1.1
Offre totale (mb/j)	102.1	102.2	102.2	102.0	102.5	102.6	103.3	104.1	106.0	105.4	105.3	106.0	106.6	106.8	107.3	106.7	0.5	2.7	1.4
Differences (+/-)	-0.2	-0.6	-0.9	-2.5	-3.0	-1.2	-0.9	-0.1	0.5	-1.1	0.2	0.5	1.0	-0.2	-0.6	0.2			

OPEP+ projection based on average AIE, EIA projections

DocC: Declaration of Cooperation