

Semaine	2/1	26/12	Delta	%	Année -1
Brent ICE	61.4	61.8	-0.5	-0.7%	75.4
Brent Spot	62.0	63.3	-1.2	-2.0%	73.2
WTI Nymex	57.7	57.9	-0.2	-0.3%	72.5

Le Brent en baisse en attendant d'y voir plus clair sur la situation au Venezuela

Les prix du pétrole ont légèrement reculé lors de la première séance de cotation de l'année 2026, prolongeant les importantes pertes enregistrées l'an dernier, alors que les investisseurs continuent d'arbitrer entre des craintes persistantes d'une surabondance de l'offre et des risques géopolitiques élevés. Les marchés ont entamé l'année avec prudence, après que le Brent et le WTI ont enregistré en 2025 leur plus forte baisse annuelle depuis 2020. Malgré un contexte géopolitique tendu, l'évolution des prix indique que les opérateurs se concentrent avant tout sur les fondamentaux, notamment sur la perspective d'une offre mondiale durablement abondante.

L'escalade des tensions entre le Venezuela et les États-Unis a atteint son paroxysme samedi dernier, avec des frappes menées par les forces américaines et l'arrestation du président Nicolás Maduro. Cette intervention s'inscrit dans une réaffirmation assumée de la doctrine Monroe, qui considère l'Amérique latine comme relevant de la sphère d'influence stratégique de Washington. La volonté affichée des États-Unis de « piloter » ou « encadrer » le processus de démocratisation vénézuélien soulève néanmoins de nombreuses interrogations, tant sur ses modalités que sur ses objectifs réels.

Plusieurs scénarios sont désormais envisageables, allant d'un soutien militaire limité destiné à sécuriser une transition politique à la mise en place d'un gouvernement provisoire soutenu par les États-Unis. L'issue de cette séquence sera déterminante pour les perspectives économiques du pays, en particulier pour le secteur pétrolier, pilier historique de l'économie vénézuélienne et au cœur des ambitions de Donald Trump, qui souhaite favoriser le retour des majors pétrolières américaines.

Si un scénario favorable pourrait libérer un potentiel de reprise économique significatif, cette réaffirmation de la doctrine Monroe comporte également des risques élevés d'instabilité prolongée et de réactions négatives au niveau régional. Elle pourrait raviver les tensions avec certains pays latino-américains et accentuer la rivalité stratégique avec la Chine et la Russie, qui détiennent toutes deux certaines des plus importantes concessions pétrolières du pays (4,4 Gb et 2,3 Gb respectivement), dessinant ainsi un équilibre fragile entre opportunités économiques et risques géopolitiques.

Sur la semaine, le Brent pour livraison en mars a reculé de 0,7 % pour s'établir à 61,4 \$/b, tandis que le WTI a perdu 0,3 % pour atteindre 57,7 \$/b. Selon le consensus Bloomberg du 2 janvier, le prix du Brent devrait s'établir à 60,3 \$/b en 2026 (fig. 3).

Donald Trump et l'OPEP+ ont été les principaux moteurs du marché pétrolier en 2025

L'année 2025 a été marquée par une succession de chocs majeurs sur le marché pétrolier, consécutifs au retour de Donald Trump à la Maison-Blanche. La flambée des droits de douane, le durcissement des sanctions, le regain de tensions géopolitiques, le revirement stratégique de l'OPEP+ et la constitution de stocks stratégiques massifs par la Chine ont alimenté une forte volatilité et donné naissance à une courbe à terme atypique en « smiley », traduisant l'anticipation d'un surplus important, mais sans cesse différé.

Le consensus tablait sur un excédent de 3 à 4 Mb/j, sous l'effet d'une demande atone, de la croissance de l'offre américaine et de la levée accélérée des coupes de l'OPEP+. Si ce surplus a été rapidement intégré dans les analyses des principales agences, son impact sur les prix est resté limité, amorti par des mécanismes d'absorption tels que les achats stratégiques chinois et le stockage en mer de volumes sous sanctions.

Sur l'ensemble de l'année, le Brent a toutefois cédé près de 13 \$/b pour terminer légèrement sous la barre des 61 \$/b. Après un début d'année solide au-dessus de 74 \$/b et un pic à 82 \$/b mi-janvier, les cours ont nettement corrigé sous l'effet conjugué des nouvelles barrières commerciales américaines et de la décision de l'OPEP+ d'accélérer sensiblement la remontée de sa production. La poussée haussière observée à la mi-juin, liée au conflit entre Israël et l'Iran, a été de courte durée et n'a pas empêché le Brent d'atteindre, en décembre, un plus bas de plus de quatre ans, autour de 59 \$/b, avant un léger rebond en fin d'année.

Au final, les dynamiques du marché pétrolier en 2025 ont été largement façonnées par l'action conjointe de l'OPEP+ et de l'administration Trump. Le cartel a relevé ses quotas de près de 3 millions de barils par jour (Mb/j) et accéléré de manière spectaculaire la sortie de ses coupes de production, tout en laissant entrevoir la poursuite de cette stratégie en 2026. Parallèlement, Washington a sensiblement renforcé les sanctions visant plusieurs grands producteurs de pétrole, perturbant ainsi les flux et les chaînes d'approvisionnement.

Venezuela : quel impact sur le marché pétrolier ?

Selon l'Energy Institute, le Venezuela dispose des plus importantes réserves prouvées de pétrole au monde, estimées à environ 303 milliards de barils, soit près de 17 % des réserves mondiales, devant l'Arabie saoudite. Ces ressources sont toutefois principalement constituées de pétrole lourd et extra-lourd, concentré dans la ceinture de l'Orénoque,

Semaine	2/1	26/12	Delta	%	Année -1
Brent ICE	61.4	61.8	-0.5	-0.7%	75.4
Brent Spot	62.0	63.3	-1.2	-2.0%	73.2
WTI Nymex	57.7	57.9	-0.2	-0.3%	72.5

ce qui rend leur exploitation coûteuse et techniquement complexe. Leur exploitation nécessite notamment l'importation de diluants, actuellement fournis en grande partie par la Russie, afin de permettre le transport et l'exportation du brut. Malgré ce potentiel exceptionnel, la production vénézuélienne reste très inférieure à ses capacités théoriques. Des décennies de mauvaise gestion, de sous-investissement chronique et l'impact des sanctions internationales ont fortement dégradé l'appareil productif. Après avoir culminé à 3,5 millions de barils par jour (Mb/j) dans les années 1970, soit plus de 7 % de l'offre mondiale, elle est passée sous la barre des 2 Mb/j dans les années 2010, pour s'établir aujourd'hui autour de 1 Mb/j (1 % de la production mondiale). Selon l'AIE, elle serait même tombée à 0,9 Mb/j en novembre. Membre de l'OPEP, le Venezuela ne fait toutefois pas l'objet de quotas formels (tout comme l'Iran ou la Libye).

La capture du président Nicolás Maduro par les forces américaines constitue un choc géopolitique majeur, mais son impact immédiat sur l'équilibre du marché pétrolier mondial devrait rester limité. Les fondamentaux du marché pétrolier mondial sont actuellement dominés par une situation de surabondance, avec un excédent d'offre supérieur à 4,5 Mb/j au premier trimestre, selon l'AIE, dû à une demande saisonnièrement faible et à des niveaux de production élevés de l'OPEP+. Cet événement pourrait néanmoins avoir des répercussions géopolitiques plus larges, notamment sur la diplomatie chinoise en Amérique latine. La chute de Maduro prive en effet Pékin d'un allié stratégique dans la région, le Venezuela constituant à la fois une source d'approvisionnement pétrolier clé et un point d'ancrage politique.

Le président américain, Donald Trump, a indiqué que les sanctions à l'encontre du Venezuela resteraient en place, tout en affirmant que des compagnies pétrolières américaines participeraient à la reconstruction du secteur et à une relance progressive de la production. La restauration des infrastructures critiques et la normalisation des exportations nécessiteraient toutefois plusieurs années. En cas de levée des sanctions, scénario que la Maison-Blanche semble écarter pour l'instant, certains analystes estiment qu'une hausse rapide d'environ 150 kb/j pourrait être envisagée. Un retour durable à un niveau de production de 2 Mb/j, voire davantage, nécessiterait en revanche des réformes structurelles profondes et des investissements massifs de la part des majors internationales.

À ce jour, Chevron est le principal opérateur américain encore actif dans le pays, dans le cadre de dérogations aux sanctions, aux côtés d'autres acteurs internationaux tels que Repsol, Eni et Maurel & Prom, tous en partenariat avec la compagnie nationale PDVSA.

OPEP+ : niveaux de production inchangés jusqu'à fin mars

Dimanche, les huit pays de l'OPEP+ ayant précédemment annoncé des ajustements volontaires supplémentaires de production en avril et en novembre 2023 ont confirmé leur intention de geler toute hausse de production au premier trimestre. Cette décision intervient dans un contexte de surplus sur les marchés mondiaux, mais aussi alors que le groupe attend d'y voir plus clair sur les conséquences potentielles de la capture du président vénézuélien Nicolas Maduro par les États-Unis sur l'offre pétrolière.

La situation du Venezuela n'a pas été abordée lors de la conférence de presse ni dans le communiqué qui en a résulté. Plusieurs délégués ont déclaré à la presse qu'il serait prématuré d'ajuster la politique de l'offre en réaction à l'arrestation de Maduro. Néanmoins, l'évolution de la production vénézuélienne pourrait devenir un sujet central pour l'OPEP+ dans les mois à venir.

USA : baisse des stocks de brut ; hausse des stocks de produits pétroliers

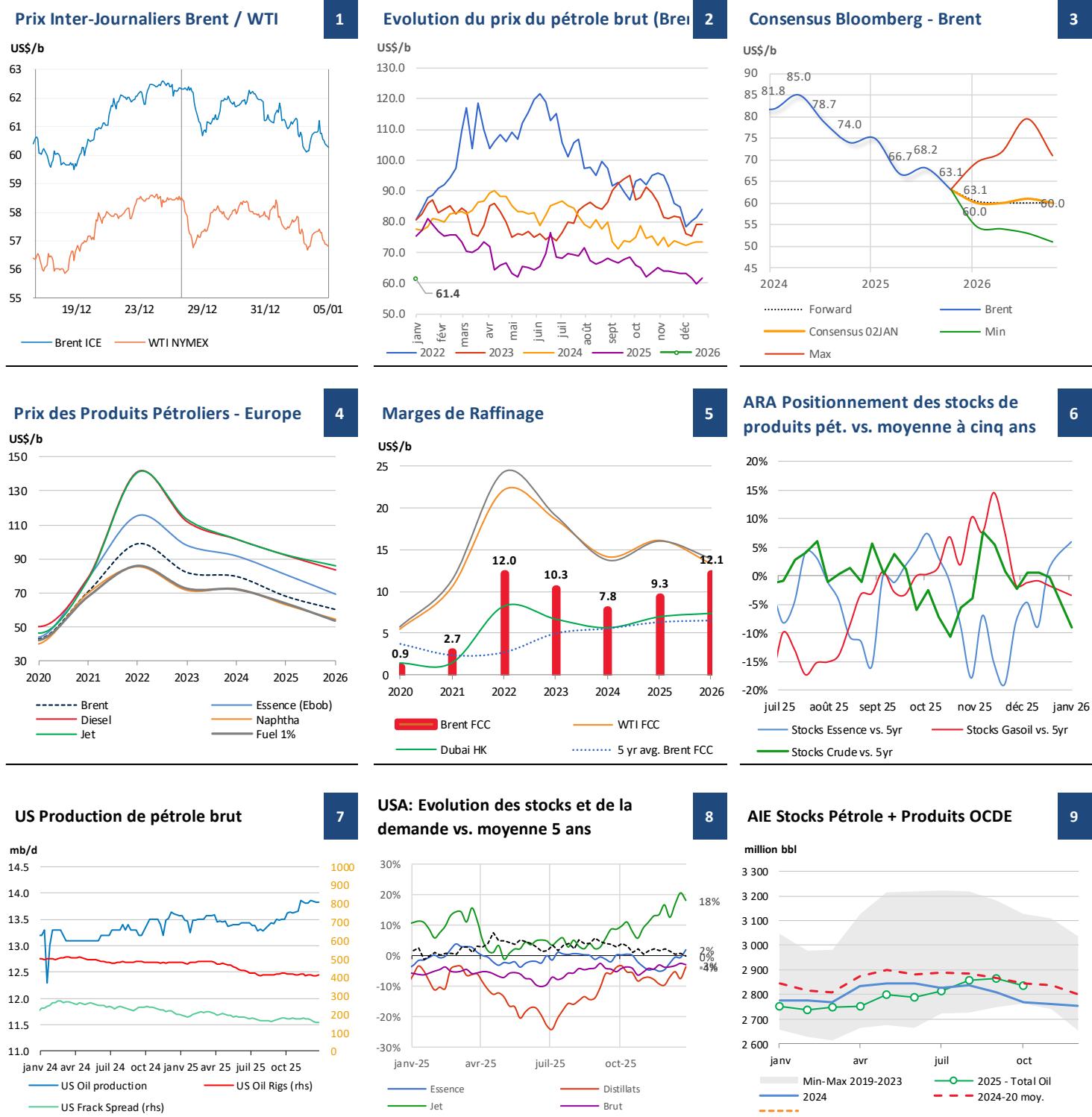
Les stocks commerciaux de brut ont baissé de 1,9 Mb la semaine dernière, principalement en raison de la baisse des importations de brut, la production locale restant stable à 13,8 Mb/j. Ils se situent 3,0 % en dessous de la moyenne des cinq dernières années. En revanche, les stocks de produits pétroliers ont fortement augmenté, dépassant largement les attentes. Les stocks d'essence ont augmenté de 5,8 Mb et ceux de distillats de 4,9 Mb. Cette hausse s'explique en grande partie par une augmentation du traitement de brut en raffinerie (+ 71 kb/j), avec un taux d'utilisation de 94,7 %.

Europe : baisse des prix des produits pétroliers en 2025, mais limitée par les sanctions internationales

La semaine dernière, les stocks de produits pétroliers dans le hub ARA ont reculé de 2,7 %, principalement en raison de la forte contraction des stocks de kérosène (- 12 %). À l'inverse, les stocks d'essence ont progressé de 3,5 %, atteignant leur niveau le plus élevé depuis mai 2025. Par rapport à la moyenne des cinq dernières années, les stocks d'essence restent excédentaires de 6 %, tandis que ceux de gasoil sont inférieurs de 3 %. À Rotterdam, les prix des produits pétroliers ont suivi et amplifié la baisse du brut, avec un recul hebdomadaire de 1,8 % pour l'essence et de 0,9 % pour le diesel. Sur l'ensemble de l'année 2025, les prix des produits pétroliers en Europe ont reculé de 12 % pour l'essence et de 9,3 % pour le diesel, tandis que le Brent a baissé de 15 %. Cet écart reflète les tensions persistantes sur le marché des produits, liées aux sanctions qui ont perturbé les flux et les chaînes d'approvisionnement. Dans ce

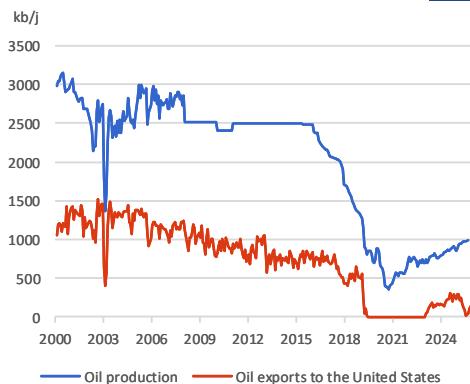
Semaine	2/1	26/12	Delta	%	Année -1
Brent ICE	61.4	61.8	-0.5	-0.7%	75.4
Brent Spot	62.0	63.3	-1.2	-2.0%	73.2
WTI Nymex	57.7	57.9	-0.2	-0.3%	72.5

contexte, la marge de raffinage moyenne en Europe (Brent FCC) s'est établie à 9,3 \$/b en 2025, en hausse de 19 % par rapport à 2024, mais en recul de 10 % par rapport à 2023 (fig. 5).



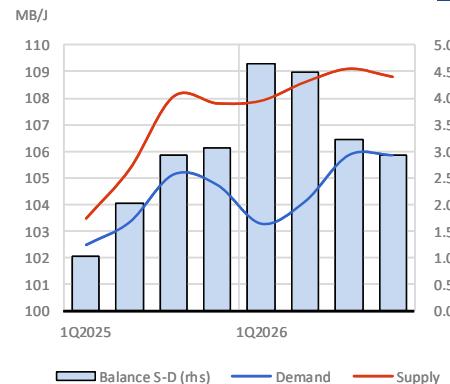
Semaine	2/1	26/12	Delta	%	Année -1
Brent ICE	61.4	61.8	-0.5	-0.7%	75.4
Brent Spot	62.0	63.3	-1.2	-2.0%	73.2
WTI Nymex	57.7	57.9	-0.2	-0.3%	72.5

Venezuela Production Pétrole



10

AIE Offre Demande Pétrole



11

Cracks Diesel / Gasoline Europe



12

AIE - OMR dec.	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	46.5	46.0	45.8	45.1	45.5	46.4	46.0	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	58.7	58.7	58.1	58.2	58.6	59.5	59.9	59.0	0.8	0.8	0.9
Dont Chine	16.5	16.5	16.6	16.8	16.6	16.6	16.6	16.4	17.1	16.9	16.7	16.7	16.7	17.2	17.1	16.9	0.15	0.12	0.20
Demande totale (mb/j)	102.1	101.3	102.9	104.0	104.1	103.1	102.5	103.3	105.1	104.7	103.9	103.3	104.1	105.9	105.9	104.8	1.0	0.8	0.9
Offre non-OPEP	69.3	69.5	70.4	70.6	70.9	70.4	70.5	71.5	73.3	72.7	72.0	72.6	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	35.1	34.2	35.3	35.3	35.3	35.4	35.3	-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	29.0	29.3	28.4	29.4	29.4	29.5	29.5	29.4	-0.2	1.2	1.0
Offre non OPEP+	51.6	52.1	53.3	53.6	54.1	53.2	53.5	54.3	56.2	55.9	55.0	55.6	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	51.9	51.2	52.3	52.5	52.5	52.5	52.5	-0.8	1.3	1.3
Offre totale (mb/j)	102.3	102.3	103.2	103.3	103.7	103.1	103.5	105.3	108.1	107.8	106.2	107.9	108.6	109.1	108.8	108.6	0.9	3.1	2.4
Differences (+/-)	0.1	1.0	0.3	-0.7	-0.4	0.0	1.0	2.0	2.9	3.1	2.3	4.6	4.5	3.2	2.9	3.8			

Production OPEP basée sur accords actuels

EIA - STEO dec.	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	46.4	46.0	45.8	45.6	45.8	46.5	46.2	46.0	0.1	0.0	0.2
non-OCDE	56.1	56.4	57.3	57.1	57.0	56.9	57.1	58.3	58.4	58.6	58.1	58.2	59.4	59.5	59.5	59.2	0.9	1.2	1.1
Dont Chine	16.2	16.3	16.5	16.1	16.4	16.3	16.4	16.7	16.4	16.8	16.6	16.8	16.9	16.7	17.0	16.9	0.12	0.25	0.30
Demande totale (mb/j)	101.8	101.3	103.1	103.5	103.3	102.8	102.3	104.0	104.8	104.7	103.9	103.8	105.2	106.0	105.7	105.2	1.0	1.1	1.2
Offre non-OPEP	69.8	69.9	70.4	70.4	71.0	70.4	70.7	71.8	73.9	73.8	72.5	73.1	73.5	73.9	74.2	73.7	0.7	2.1	1.1
Offre OPEP	32.7	32.7	32.8	32.6	32.8	32.7	32.9	33.4	34.0	34.2	33.6	33.4	33.8	34.0	33.8	33.8	0.0	0.9	0.1
Offre OPEP (brut)	27.2	27.1	27.1	27.0	27.1	27.1	27.2	27.7	28.3	28.5	27.9	27.6	27.9	28.1	27.9	27.9	-0.1	0.8	0.0
Offre non OPEP+	52.0	52.3	53.4	53.6	54.3	53.4	53.7	54.6	56.6	56.5	55.4	55.7	56.2	56.7	56.9	56.4	1.4	1.9	1.0
Offre OPEP+	50.5	50.3	49.8	49.4	49.5	49.7	49.9	50.5	51.3	51.5	50.8	50.7	51.1	51.1	51.2	51.0	-0.7	1.1	0.2
Offre totale (mb/j)	102.5	102.6	103.2	103.1	103.8	103.2	103.6	105.2	107.9	108.0	106.2	106.5	107.3	107.9	108.1	107.4	0.7	3.0	1.3
Differences (+/-)	0.7	1.3	0.1	-0.4	0.5	0.4	1.3	1.2	3.1	3.3	2.2	2.7	2.0	1.8	2.4	2.3			

OPEP - MOM dec.	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	0.2	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	51.1	51.9	51.2	51.7	52.0	52.0	52.0	51.9	-0.9	1.8	0.8
Offre OPEP (brut)	27.1	26.6	26.6	26.5	26.7	26.6	26.8	27.1	27.9	28.9	27.7	28.5	28.7	28.8	28.7	28.7	-0.5	1.1	1.0
Offre totale (mb/j)	102.1	102.2	102.2	102.0	102.5	102.6	103.3	104.1	106.1	105.5	105.3	106.0	106.6	106.8	107.3	106.6	0.5	2.7	1.4
Differences (+/-)	-0.2	-0.6	-0.9	-2.5	-3.0	-1.2	-1.0	-0.1	0.6	-1.1	0.2	0.4	1.0	-0.3	-0.6	0.1			

DoC: Declaration of Cooperation

OPEP+ projection based on average AIE, EIA projections