

Semaine	21/8	14/8	Delta	%	Année -1
Brent ICE	92.3	88.2	4.1	4.6%	66.9
Brent Spot	93.0	92.7	0.4	0.4%	67.7
WTI Nymex	86.0	82.5	3.6	4.3%	63.2
WTI Spot	86.3	82.5	3.8	4.7%	63.4

Les USA renforcent leur pression sur l'Iran avec l'annonce de nouvelles sanctions économiques. Le Brent spot à 93 \$/b.

Les prix du pétrole brut ont poursuivi leur progression la semaine dernière, soutenus par l'intensification des tensions géopolitiques et la persistance des perturbations de l'offre de pétrole. En moyenne hebdomadaire, le prix spot du Brent a augmenté de 0,4 %, pour s'établir à 93 \$/b. Sur les marchés à terme, le contrat Brent pour livraison en octobre a progressé de 4,6 %, pour atteindre 92,3 \$/b, tandis que le WTI a gagné 4,3 %, pour atteindre 86,0 \$/b. Le consensus Bloomberg du 20 août prévoit néanmoins une détente progressive des tensions géopolitiques d'ici la fin de l'année, avec un prix moyen du Brent de 81,7 \$/b au troisième trimestre 2026 (+ 1,7 \$/b par rapport à la semaine dernière), puis de 75,8 \$/b au quatrième trimestre. La prévision de prix moyen annuel s'établit ainsi à 83,0 \$/b en 2026, puis à 70,5 \$/b en 2027.

Washington et Téhéran continuent de s'opposer sur le contrôle du détroit d'Ormuz : le président Trump affirme que les États-Unis en assurent désormais le « contrôle total », tandis que les autorités iraniennes réaffirment que cette voie maritime demeure sous « contrôle et gestion » iraniens. Les données officielles sur le trafic dans le détroit montrent toutefois une dégradation de la situation, avec un nombre moyen de navires pétroliers et méthaniers entrant et sortant du détroit d'environ trois par jour, contre sept en moyenne en juillet (Fig. 10). Cependant, les données de stockage dans la région suggèrent qu'un nombre plus important de tankers traversent le détroit et que les compagnies pétrolières arrivent à vendre leur brut hors du détroit grâce à des opérations de transfert de bord à bord au large de Fujairah, aux Émirats arabes unis. Selon des informations révélées par Axios, l'armée américaine aurait ainsi discrètement mis en place un corridor maritime permettant d'organiser la circulation des pétroliers dans le détroit d'Ormuz, afin de maintenir une partie des exportations de pétrole du Golfe. Ce dispositif contribuerait à rétablir partiellement la rotation logistique nécessaire au maintien des exportations régionales. Selon Kpler, la moyenne des chargements en août s'élèverait désormais à 3,9 Mb/j, contre 4,5 Mb/j en juillet. Les exportations iraniennes demeurent, quant à elles, très limitées avec seulement 0,2 Mb/j, soit bien moins que la fourchette habituelle de 1,7 à 1,8 Mb/j.

Dans ce contexte déjà tendu, les États-Unis ont annoncé leur intention de renforcer les sanctions économiques visant l'Iran, ainsi que les pays et entreprises qui continuent à soutenir ou à entretenir des relations commerciales avec Téhéran (en particulier la Chine). En réponse, les autorités iraniennes ont averti que l'adoption de nouvelles mesures pourrait entraîner de graves conséquences. Cette escalade nourrit les craintes d'éventuelles représailles susceptibles d'aggraver la situation dans le détroit d'Ormuz, mais également en mer Rouge, où les forces houthies du Yémen ont revendiqué de nouvelles attaques contre des navires.

Les risques pesant sur l'offre de pétrole se sont par ailleurs renforcés après une nouvelle attaque ukrainienne contre une raffinerie russe à Perm. Cette frappe s'inscrit dans la continuité d'une série d'attaques visant les infrastructures énergétiques russes, qui affectent plus particulièrement le marché des produits raffinés. Ces perturbations contribuent notamment à la forte tension qui règne actuellement sur le marché du diesel, avec des stocks au plus bas dans toutes les régions du monde (fig. 12 à 15), et font grimper les cracks spread à plus de 80 \$/b (Fig. 11).

Une tension mondiale sur le secteur du raffinage, qui dépasse le seul cas russe

Ces derniers mois, la situation s'est nettement aggravée pour le secteur pétrolier aval russe, la quasi-totalité des grandes raffineries du pays ayant été touchées, certaines à plusieurs reprises. On estime que les runs de raffinage russes, supérieurs à 5 Mb/j jusqu'au début de l'année 2026, sont tombés à environ 4,4 Mb/j en mai, 4,2 Mb/j en juin, puis à près de 3,8 Mb/j en juillet, ce qui constitue un plus bas depuis plus de vingt-cinq ans. Dans le même temps, les exportations maritimes de produits ont chuté d'environ 2,3 Mb/j en janvier 2025 à près de la moitié de ce niveau en juillet 2026.

Au-delà de la Russie, le marché mondial du raffinage traverse une période de tensions sans précédent. Selon les données de Kpler, Reuters et Bloomberg, les capacités de raffinage mondiales à l'arrêt ont atteint environ 12 Mb/j en juin 2026, soit 12 % des capacités totales. Une amélioration à 9 Mb/j était initialement attendue en juillet, sur la base d'une reprise progressive des flux dans le détroit d'Ormuz et d'une situation stabilisée en Russie. Ce scénario a toutefois été bousculé dès la première semaine de juillet par une réintensification des tensions au Moyen-Orient, l'aggravation des dommages sur les raffineries russes et une panne à la raffinerie nigériane de Dangote (650 kb/j), dont les capacités de raffinage sont tombées à environ 350-400 kb/j. Les capacités à l'arrêt en juillet sont ainsi restées proches du niveau de juin, dont environ les trois quarts sont imputables au Moyen-Orient, à la Russie et à des runs toujours réduits en Chine, le solde relevant d'une maintenance planifiée. Cette accumulation de perturbations a porté les marges de raffinage européennes à un niveau historique de près de 40 \$/b, en hausse d'environ 15 \$/b sur le seul mois de juillet.

Semaine	21/8	14/8	Delta	%	Année -1
Brent ICE	92.3	88.2	4.1	4.6%	66.9
Brent Spot	93.0	92.7	0.4	0.4%	67.7
WTI Nymex	86.0	82.5	3.6	4.3%	63.2
WTI Spot	86.3	82.5	3.8	4.7%	63.4

À court terme, aucune amélioration significative de la situation du raffinage ne se profile. Les capacités d'investissement du secteur restent en effet limitées à court terme, les décisions de nouveaux investissements répondant à des cycles pluriannuels sans commune mesure avec le calendrier de la crise actuelle. Dans l'intervalle, les raffineurs cherchent à maximiser leur taux d'utilisation afin de capter des marges de raffinage particulièrement élevées. Cette stratégie s'accompagne d'un recours limité aux arrêts de maintenance programmés aux États-Unis comme en Europe, ce qui a permis de soutenir l'offre de produits raffinés au cours de l'été. Ce report des opérations d'entretien ne constitue toutefois pas une réponse durable. Le vieillissement des installations, l'accumulation de la maintenance différée et les risques accrus d'incidents techniques ou de pannes non planifiées rendent inévitable, à moyen terme, un rattrapage de ces arrêts, avec un effet mécaniquement baissier sur les capacités disponibles au moment où ces reports interviendront et un impact haussier sur les prix.

USA : hausse des stocks de brut

Selon le département de l'Énergie (DOE), les stocks commerciaux américains de brut ont progressé de 4,4 Mb la semaine dernière, pour atteindre leur plus haut niveau depuis la fin du mois de mai. Cette hausse s'explique en partie par un déstockage d'environ 5 Mb de la réserve stratégique (SPR), dont une partie semble avoir alimenté les inventaires commerciaux. Le principal facteur de soutien du marché reste toutefois la vigueur du raffinage : les capacités de raffinage des raffineries américaines ont de nouveau progressé la semaine dernière, atteignant leur plus haut niveau depuis septembre 2019. Cette dynamique est portée en premier lieu par la côte du Golfe du Mexique, où les niveaux de raffinage sont à leur plus haut depuis août 2018, ce qui témoigne d'une demande de brut toujours très soutenue de la part des raffineurs malgré le contexte géopolitique tendu.

Autre élément haussier pour le marché : les stocks de distillats ont de nouveau reculé de 1,5 Mb, pour atteindre leur plus bas niveau depuis début juillet. À l'échelle nationale, les stocks de distillats se situent désormais à leur plus bas niveau saisonnier depuis 1996, alors que la saison de chauffage hivernal, période principale de constitution des stocks, approche.

Les États-Unis continuent d'exporter du pétrole brut et des produits pétroliers en quantité importante, même si les exportations de brut et d'essence sont revenues à des niveaux comparables à ceux des cinq dernières années.

Stocks pétroliers en zone ARA : remontée des stocks

Selon les données d'Insights Global, les stocks indépendants de produits pétroliers du hub ARA ont augmenté de 4,5 %, avec une hausse de près de 4 % pour l'essence et le gasoil, et de 10 % pour le kérosène. Cette hausse s'explique notamment par l'arrivée de cargaisons en provenance de plusieurs pays européens, dans un contexte de baisse marquée des importations américaines d'essence. Par ailleurs, la légère remontée du niveau du Rhin, à la suite d'épisodes pluvieux, a apporté un soutien à la logistique des produits pétroliers. Si le niveau de l'eau à Kaub a dépassé 30 cm, permettant une légère amélioration des conditions de navigation, les capacités de chargement des barges restent fortement limitées. Cette situation continue d'imposer le recours à un plus grand nombre de barges pour transporter des volumes réduits, entraînant une hausse significative des coûts de fret.

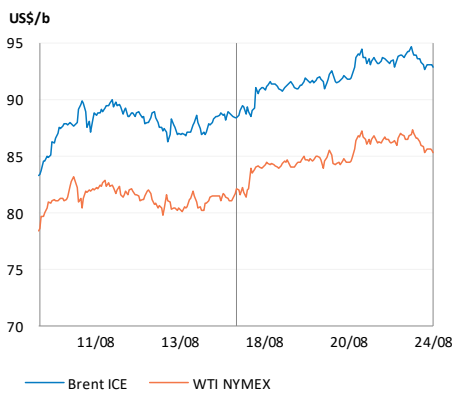
Les stocks de gasoil ont de nouveau progressé cette semaine, mais cette tendance devrait s'atténuer prochainement à mesure que les niveaux d'eau du Rhin s'améliorent. Cette hausse résulte d'une combinaison de faibles flux fluviaux vers l'intérieur des terres et d'arrivées maritimes en provenance des États-Unis toujours très importantes.

Les stocks de jet en zone ARA ont progressé de 10 000 tonnes sur la semaine du 19 août, pour s'établir à 605 000 tonnes (+ 10 %). Cette hausse s'explique par des arrivées en provenance des États-Unis et du Nigeria. Malgré cette progression, les stocks restent à leur niveau le plus bas depuis sept semaines et demeurent inférieurs de 36 % à leur moyenne des cinq dernières années pour cette période de l'année.

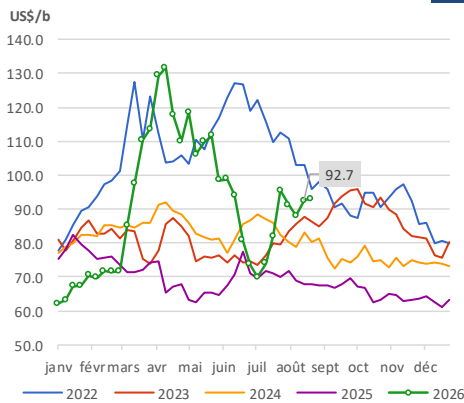
À Rotterdam, les prix des produits pétroliers ont suivi la hausse des prix du Brent, avec une augmentation de 4,5 % pour l'essence et de 4,8 % pour le diesel (Fig. 4). Dans ce contexte, la marge de raffinage européenne FCC Brent a augmenté en moyenne de 8 % la semaine dernière, pour atteindre 35,3 \$/b (Fig. 5). Sur l'année, la marge de raffinage européenne dépasse les 21 \$/b (vs. 8,5 \$/b en moyenne ces cinq dernières années).

Semaine	21/8	14/8	Delta	%	Année -1
Brent ICE	92.3	88.2	4.1	4.6%	66.9
Brent Spot	93.0	92.7	0.4	0.4%	67.7
WTI Nymex	86.0	82.5	3.6	4.3%	63.2
WTI Spot	86.3	82.5	3.8	4.7%	63.4

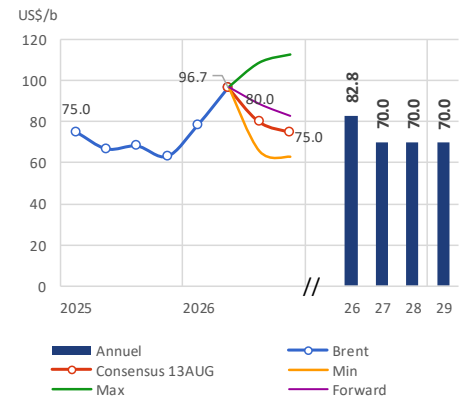
Prix du Brent / WTI



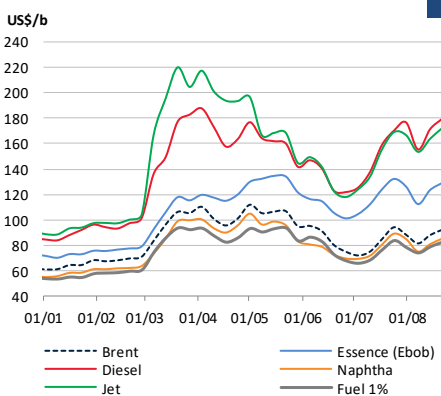
Evolution du prix du pétrole brut (Brent)



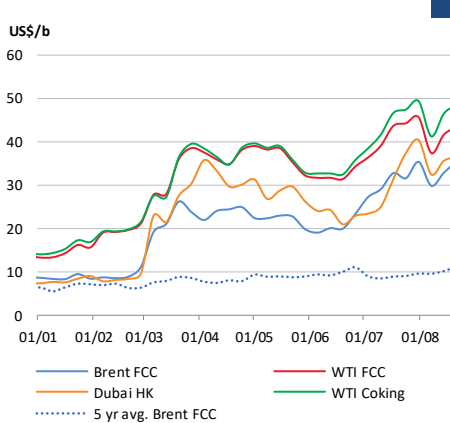
Consensus Bloomberg - Brent



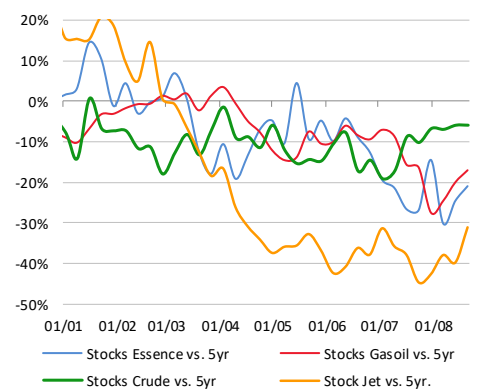
Prix des Produits Pétroliers - Europe



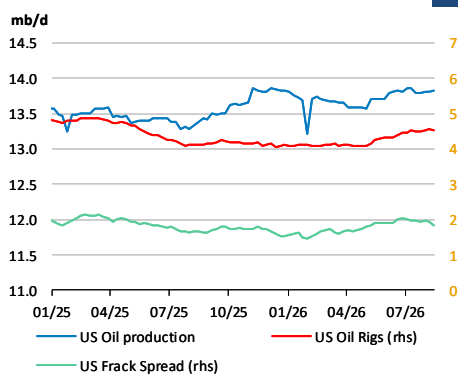
Marges de Raffinage



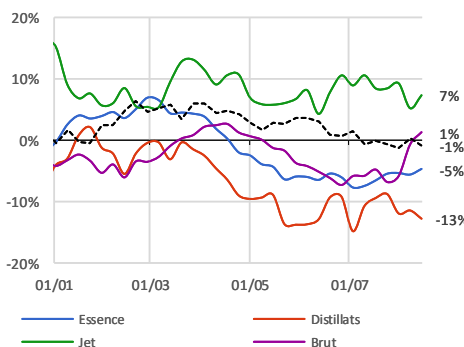
ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans



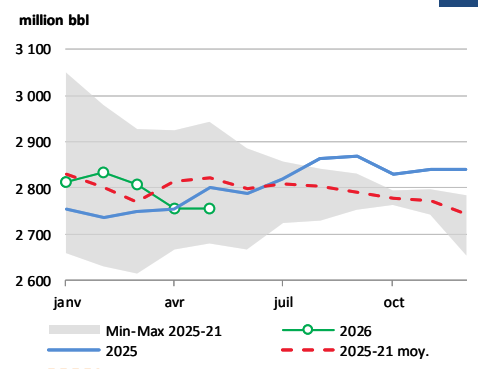
US Production de pétrole brut



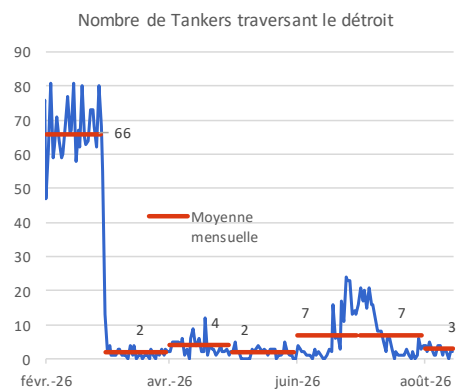
USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans



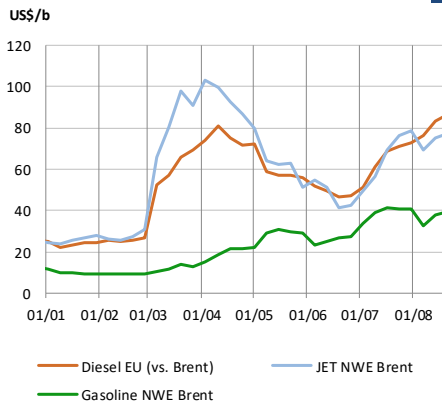
AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE



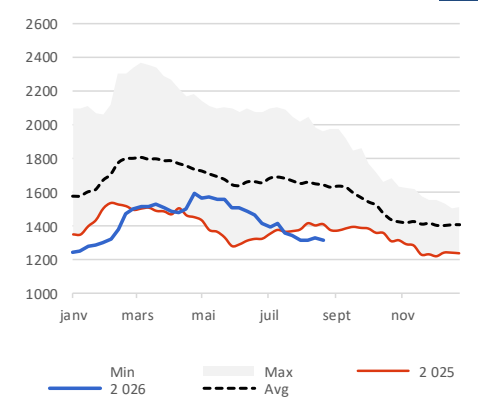
Transit Déroit Ormuz



Cracks Diesel / Gasoline/ Jet Europe



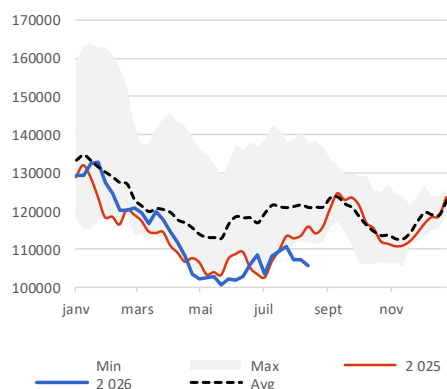
China Diesel Commercial Invt. (10^4 t)



Semaine	21/8	14/8	Delta	%	Année -1
Brent ICE	92.3	88.2	4.1	4.6%	66.9
Brent Spot	93.0	92.7	0.4	0.4%	67.7
WTI Nymex	86.0	82.5	3.6	4.3%	63.2
WTI Spot	86.3	82.5	3.8	4.7%	63.4

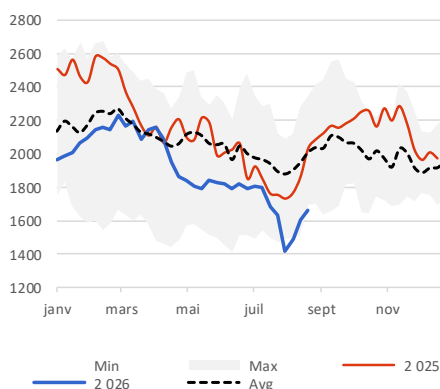
Stocks Distillats - USA (kb)

13



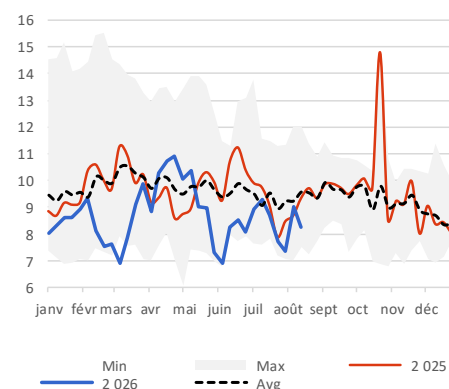
Stocks Gasoil - ARA (kt)

14



Singapore - Middle Distillate Stocks (Mb)

15



AIE - OMR aout	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	46.2	46.0	44.7	46.1	46.4	45.8	46.0	45.5	46.6	46.3	46.1	0.0	-0.4	0.3
non-OCDE	58.7	58.4	54.6	57.0	60.0	57.5	59.6	58.8	59.7	60.4	59.6	0.9	-1.2	2.1
Dont Chine	17.0	17.1	15.0	16.3	17.6	16.5	17.3	16.6	17.0	17.3	17.0	0.26	-0.50	0.50
Demande totale (mb/j)	104.8	104.4	99.3	103.1	106.4	103.3	105.6	104.3	106.2	106.7	105.7	0.8	-1.5	2.4
Offre non-OPEP	76.5	75.8	75.9	77.2	78.1	76.7	78.5	79.1	79.6	79.6	79.2	2.0	0.2	2.5
Offre OPEP (incl. UAE)	30.2	28.3	20.6	24.0	28.4	25.4	30.0	31.0	31.2	31.3	30.9	1.6	-4.8	5.5
Offre OPEP (brut)	25.0	23.6	17.5	20.4	24.2	21.4	25.3	26.1	26.3	26.3	26.0	1.0	-3.6	4.6
Offre non OPEP+	59.5	59.3	59.2	60.8	61.4	60.2	61.9	62.6	63.2	63.1	62.7	6.3	0.7	2.5
Offre OPEP+	47.2	44.8	37.3	40.4	45.1	41.9	46.6	47.4	47.7	47.7	47.4	-2.7	-5.3	5.5
Offre totale (mb/j)	106.7	104.1	96.5	101.2	106.5	102.1	108.5	110.1	110.8	110.9	110.1	3.6	-4.6	8.0
Differences (+/-)	1.9	-0.3	-2.8	-1.9	0.1	-1.2	2.9	5.8	4.6	4.2	4.4			

EIA - STEO aout	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	45.9	45.7	44.7	45.9	45.8	45.5	45.5	46.3	46.0	45.8	45.8	0.0	-0.4	0.3
non-OCDE	58.1	57.2	55.7	57.6	58.5	57.2	58.0	59.5	59.5	59.6	59.1	1.2	-0.8	1.9
Dont Chine	16.6	16.6	15.8	16.2	16.8	16.3	16.5	16.8	16.6	16.9	16.7	0.21	-0.25	0.37
Demande totale (mb/j)	104.0	102.8	100.3	103.5	104.3	102.7	103.5	105.0	105.8	105.6	105.0	1.2	-1.2	2.2
Offre non-OPEP	76.8	76.3	75.7	77.0	78.4	76.8	78.8	79.7	80.5	81.2	80.1	2.1	0.1	3.2
Offre OPEP (excl. UAE)	29.3	27.8	20.4	22.7	25.3	24.0	28.5	29.9	30.1	30.2	29.7	0.9	-5.3	5.6
Offre OPEP (brut)	24.6	23.2	17.3	19.3	21.4	20.3	23.8	24.8	24.9	25.0	24.6	0.8	-4.3	4.4
Offre non OPEP+	59.7	57.6	49.7	53.3	57.3	54.5	60.9	63.2	64.2	65.0	63.3	3.0	-5.2	8.9
Offre OPEP+	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	0.0	0.0	0.0
Offre totale (mb/j)	106.1	104.0	96.1	99.7	103.7	100.9	107.3	109.6	110.6	111.4	109.7	3.0	-5.2	8.9
Differences (+/-)	2.1	1.2	-4.2	-3.8	-0.6	-1.9	3.8	4.6	4.8	5.8	4.8			

OPEP - MOM aout	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	46.0	45.7	45.2	46.5	46.3	45.9	45.9	45.7	46.8	46.6	46.3	0.0	0.0	0.3
non-OCDE	59.2	60.3	57.9	59.7	61.4	59.8	61.8	60.2	61.5	63.0	61.6	1.3	0.6	1.8
Dont Chine	16.9	17.2	16.2	17.2	17.3	17.0	17.4	16.6	17.5	17.6	17.3	0.2	0.1	0.3
Demande totale (mb/j)	105.2	106.0	103.1	106.2	107.7	105.7	107.7	105.9	108.4	109.6	107.9	1.3	0.6	2.2
Offre non-OPEP+	54.2	54.5	54.2	55.1	55.6	54.8	55.2	55.2	55.4	56.0	55.5	1.0	0.6	0.6
Offre OPEP+	50.6	48.6	43.1	42.4	45.9	43.7	47.9	48.7	48.9	49.0	48.6	1.2	-6.9	4.9
Offre OPEP (Brut)	26.8	25.9	20.0	19.9	22.8	22.1	24.9	25.6	25.6	25.6	25.4	0.2	-4.6	3.3
Offre totale (mb/j)	104.8	103.1	97.3	97.5	101.5	98.6	103.2	103.9	104.3	105.0	104.1	2.2	-6.2	5.5
Differences (+/-)	-0.4	-2.9	-5.9	-8.7	-6.1	-7.2	-4.6	-2.0	-4.1	-4.6	-3.8			

DoC: Declaration of Cooperation