

Semaine	14/8	7/8	Delta	%	Année -1
Brent ICE	88.2	81.7	6.5	8.0%	66.2
Brent Spot	92.7	88.0	4.7	5.4%	69.1
WTI Nymex	82.5	77.4	5.1	6.6%	63.3
WTI Spot	82.5	77.4	5.1	6.6%	63.3

Un marché pétrolier toujours profondément déstabilisé par la situation dans le détroit d'Ormuz. Le Brent à 88 \$/b.

Le marché pétrolier mondial demeure profondément déstabilisé par la fermeture prolongée du détroit d'Ormuz, dans le sillage de la reprise des hostilités entre les États-Unis et l'Iran, ainsi que par la multiplication des attaques visant des pétroliers dans cette zone stratégique, et la résurgence des frappes meurtrières des Houthis en mer Rouge. Le Brent évolue dans ce contexte autour de 90 \$/b, une sortie de crise diplomatique concernant le détroit paraissant peu probable à court terme, malgré certaines avancées dans les échanges entre l'Iran et Oman sur les modalités de gestion du détroit.

Le marché reste ainsi structurellement porté par une prime de risque géopolitique importante, alimentée tant par la fermeture du détroit d'Ormuz que par les attaques répétées contre les infrastructures énergétiques du golfe Persique et de Russie. Cette prime est toutefois de plus en plus contrebalancée par les signaux de ralentissement de la demande mondiale relevés par l'AIE dans son dernier rapport mensuel.

En moyenne hebdomadaire, le prix spot du Brent a augmenté de 5,4 %, pour s'établir à 92,7 \$/b. Sur les marchés à terme, le contrat Brent pour livraison en octobre progresse de 8 %, à 88,2 \$/b, tandis que le WTI gagne 6,6 %, à 82,5 \$/b. Selon le consensus Bloomberg du 13 août, le Brent devrait s'établir à 80 \$/b au troisième trimestre, puis à 75 \$/b au quatrième trimestre, pour une moyenne annuelle de 82,8 \$/b en 2026 et de 70 \$/b en 2027. Cette prévision reflète cependant l'anticipation d'une détente progressive des tensions géopolitiques d'ici la fin de l'année.

AIE : Demande mondiale en repli

Selon l'AIE, la demande mondiale de pétrole devrait désormais reculer de 1,6 Mb/j en moyenne d'ici 2026 (+510 kb/j par rapport à l'estimation du mois précédent). Cette révision reflète la persistance de la fermeture du détroit d'Ormuz et le maintien de prix élevés des carburants. Après un recul de 4,9 Mb/j au deuxième trimestre, la baisse devrait se limiter à 2,8 Mb/j au troisième trimestre, avant un retour à la croissance de 580 kb/j au quatrième trimestre. La reprise se prolongerait en 2027, avec une expansion de 2,4 Mb/j, portant la demande mondiale à 105,7 Mb/j.

La Chine concentre l'essentiel de cet ajustement : sa demande apparente a chuté de 1,5 Mb/j en glissement annuel au deuxième trimestre (- 9,2 %), pénalisée par la contraction des importations de naphta et de gaz de pétrole liquéfié (GPL) en provenance du Golfe. La substitution structurelle par les véhicules électriques amplifie ce recul. L'AIE estime que plus de 1,5 Mb/j de carburants routiers ont été déplacés au deuxième trimestre.

Par produit, le gazole (-1,9 %) et le naphta (-2,6 %) subissent les baisses les plus marquées en 2026, tandis que le carburéacteur résiste mieux (-0,4 %), la demande de transport aérien restant globalement soutenue.

AIE : Offre mondiale : une remontée fragile portée par le Golfe

En juillet, l'offre mondiale de pétrole s'est établie à 101,5 Mb/j, soit une hausse de 2,4 Mb/j par rapport au mois précédent. Cette augmentation est principalement due à la hausse de la production du Golfe, qui a atteint 23,9 Mb/j, soit une augmentation de 2,5 Mb/j, mais reste encore inférieure de 8,3 Mb/j au niveau d'avant-guerre. La production non-OPEC+ a également connu un rebond, avec une hausse de 590 kb/j, notamment au Qatar. Cette dynamique reste toutefois fragile : les exportations du Golfe ont chuté de 2,1 Mb/j en juillet, pour s'établir à 15 Mb/j, en raison de la fermeture répétée du détroit d'Ormuz et des attaques visant les infrastructures et les pétroliers.

Sur l'ensemble de l'année 2026, l'offre mondiale est désormais attendue en baisse de 4,3 Mb/j, à 102 Mb/j, avec une reprise de +8,3 Mb/j prévue en 2027 à 110,3 Mb/j, sous réserve d'une normalisation progressive des flux via le détroit d'Ormuz. L'offre de l'OPEC+ reculerait de 5 Mb/j en 2026 (à 41,8 Mb/j), tandis que l'offre non-OPEC+ progresserait de 690 kb/j, sous l'impulsion des États-Unis, du Canada, du Brésil, de l'Argentine et du Guyana. Le comité ministériel de l'OPEC+ a relevé de 188 kb/j l'objectif de production du groupe des sept pays soumis à des réductions de production supplémentaires début août, mais la réalisation de ces volumes reste conditionnée à une désescalade régionale.

AIE : Stocks mondiaux et stocks stratégiques : la marge de sécurité se réduit

En juillet, les stocks mondiaux ont enregistré leur plus forte baisse mensuelle depuis le début de la crise, avec un recul de 69 Mb (-2,2 Mb/j). Plus de 90 % de cette baisse provient de la diminution des volumes de pétrole en mer reflétant la reprise des perturbations de transit par les détroits d'Ormuz et de Bab-el-Mandeb.

Depuis l'annonce du 11 mars 2026, de l'action collective coordonnée de l'AIE pour la libération de 400 Mb de stocks stratégiques, environ 300 Mb ont été effectivement mobilisés à la fin du mois de juillet, dont 26 Mb en juillet. Il reste environ 100 Mb non mobilisés à ce stade ; le calendrier de leur libération dépendra de l'évolution du marché. Elle est composée

Semaine	14/8	7/8	Delta	%	Année -1
Brent ICE	88.2	81.7	6.5	8.0%	66.2
Brent Spot	92.7	88.0	4.7	5.4%	69.1
WTI Nymex	82.5	77.4	5.1	6.6%	63.3
WTI Spot	82.5	77.4	5.1	6.6%	63.3

majoritairement de brut, ce qui limite son effet d'atténuation sur la tension actuelle, qui porte avant tout sur les produits raffinés, notamment le gazole.

Russie : l'autre front majeur de tension sur l'offre mondiale de pétrole

La Russie constitue l'autre front majeur de tension sur l'offre de pétrole, et surtout sur les marchés de produits raffinés. Les frappes de drones ukrainiens contre les raffineries et les infrastructures d'exportation russes se sont poursuivies sans relâche, avec des conséquences désormais structurelles sur l'appareil de raffinage du pays.

Les runs de raffinage russes sont tombés à environ 3,9 Mb/j en juillet, soit leur niveau le plus bas depuis plus de vingt ans, ce qui a contraint Moscou à assouplir ses normes de qualité des carburants. Les exportations russes de produits pétroliers ont chuté à 1,4 Mb/j en juillet, soit une baisse de 430 kb/j par rapport au mois précédent et de 1,25 Mb/j par rapport à l'année précédente, sous l'effet conjugué de la baisse des runs et de l'extension de l'interdiction d'exporter le gazole, désormais prolongée jusqu'à la fin du mois d'août, voire au-delà. Les exportations de brut sont en revanche restées relativement soutenues (5,6 Mb/j, soit une baisse de 200 kb/j sur un mois), malgré la fermeture temporaire du terminal du Caspian Pipeline Consortium (CPC) à la suite de frappes de drones, ce qui a fait chuter la production kazakhe de 330 kb/j sur le mois.

Au total, les recettes d'exportation pétrolières russes ont reculé de 2 milliards de dollars sur un mois, pour s'établir à 13,8 milliards de dollars en juillet, sous l'effet conjugué de la baisse des volumes et des prix (le baril d'Urals FOB Primorsk s'échangeait à 57,2 \$/b, soit 4 \$/b de moins qu'un mois auparavant).

USA : hausse surprise des stocks de brut, tensions persistantes sur le diesel

Selon le Département de l'Énergie (DOE), les stocks de brut américains ont enregistré la semaine dernière leur plus forte hausse depuis janvier 2023, avec un bond de 17,4 Mb, à contre-courant des attentes du marché (un consensus Bloomberg tablait en moyenne sur un déstockage). Cette hausse ramène les niveaux de stocks à ceux de début juin et resserre l'écart par rapport à la moyenne quinquennale, qui passe de plus de 6 % à moins de 2 % en l'espace d'une semaine. Cette hausse s'explique en grande partie par la forte progression des importations nettes de brut (+ 1,8 Mb/j), la production restant stable à 13,8 Mb/j.

La situation reste en revanche nettement plus tendue du côté des produits raffinés. Les stocks d'essence ont continué de reculer, tandis que les exportations de diesel américain ont atteint un nouveau record hebdomadaire, avec plus de 1,9 Mb/j. Les stocks de distillats moyens restent à un niveau bas, bien en deçà de la moyenne quinquennale. Cette tension persistante sur le marché du diesel a poussé le crack spread du diesel américain à un nouveau record, avoisinant 99 \$/bbl, illustrant ainsi la déconnexion croissante entre un marché du brut plus ou moins en voie de rééquilibrage et un marché des distillats moyens toujours sous forte tension.

Europe Zone ARA : hausse des stocks malgré une disponibilité contrainte

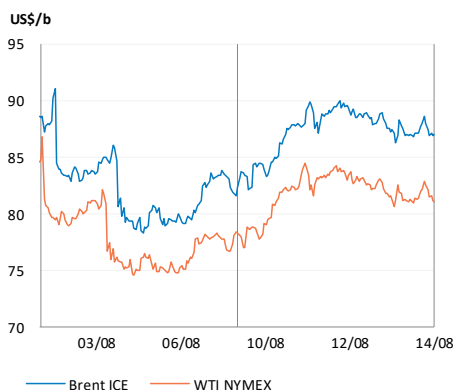
Dans la région ARA (Amsterdam-Rotterdam-Anvers), les stocks des principaux produits pétroliers ont augmenté la semaine dernière : + 6 % pour l'essence, + 7 % pour le gazole et + 3,5 % pour le naphta. Cette hausse intervient dans un contexte de perturbations logistiques liées au faible niveau des eaux du Rhin, dû à la sécheresse. Ce phénomène a restreint les mouvements des barges, ralentissant les flux physiques et contribuant paradoxalement à une hausse locale des stocks côtiers, alors que la disponibilité reste structurellement limitée à l'échelle du bassin. Dans ce contexte, les spreads de raffinage des produits sont repartis à la hausse, avec un crack spread essence à 38,5 \$/b et un spread diesel supérieur à 82 \$/b, ce qui explique la progression de 9 % de la marge de raffinage européenne FCC Brent, à 32,5 \$/b. Depuis le début de l'année, la marge de raffinage européenne moyenne s'établit à 20,7 \$/b, soit plus du double de la marge enregistrée sur l'ensemble de 2025, ce qui confirme la rentabilité exceptionnelle du raffinage européen dans le contexte actuel de tension sur les distillats moyens.

En juillet, les marges de raffinage ont atteint des niveaux records en Europe et se sont rapprochées de leurs plus hauts historiques sur la côte américaine du Golfe, sous l'effet de la tension persistante sur les prix de l'essence, du diesel et du carburéacteur, alors que les prix du brut restent relativement modérés. En Europe du Nord-Ouest, la marge de craquage du light sweet a bondi de 15,2 \$/b en un mois pour atteindre un record de 35 \$/b, tandis qu'aux États-Unis, la marge du light sweet USGC a atteint 39,2 \$/b, dans un contexte de taux d'utilisation des raffineries proche des niveaux historiques les plus élevés (96 % en juillet, soit le plus haut niveau depuis 2019). Cette rentabilité exceptionnelle reflète avant tout la hausse des prix des produits raffinés et non une amélioration de la disponibilité en brut, dans un contexte de perte durable d'offre de distillats moyens en provenance du Moyen-Orient et de Russie. Elle incite par ailleurs les raffineurs à reporter leurs opérations de maintenance, ce qui pourrait entraîner un calendrier de maintenance automnale plus chargé qu'à l'accoutumée et de nouvelles tensions sur l'offre de produits.

Semaine	14/8	7/8	Delta	%	Année -1
Brent ICE	88.2	81.7	6.5	8.0%	66.2
Brent Spot	92.7	88.0	4.7	5.4%	69.1
WTI Nymex	82.5	77.4	5.1	6.6%	63.3
WTI Spot	82.5	77.4	5.1	6.6%	63.3

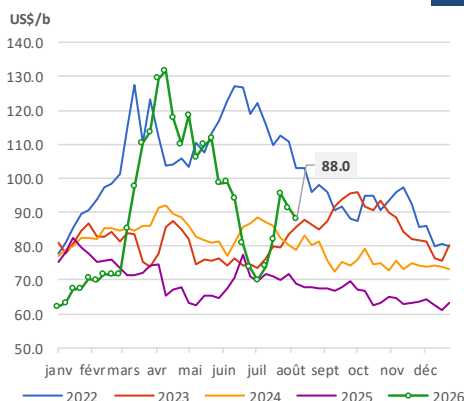
Prix du Brent / WTI

1



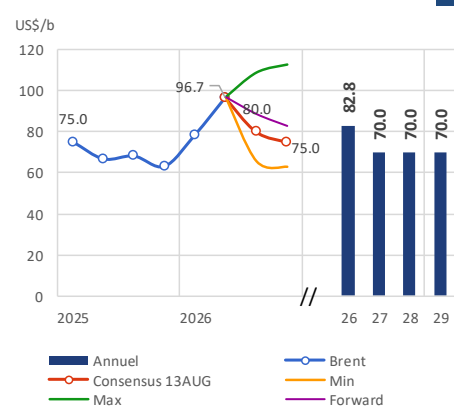
Evolution du prix du pétrole brut (Brent)

2



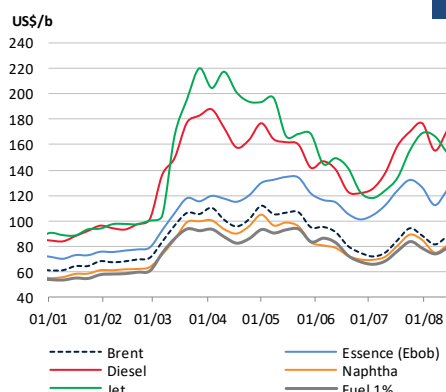
Consensus Bloomberg - Brent

3



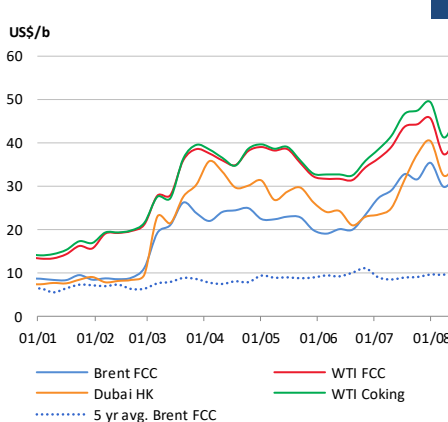
Prix des Produits Pétroliers - Europe

4



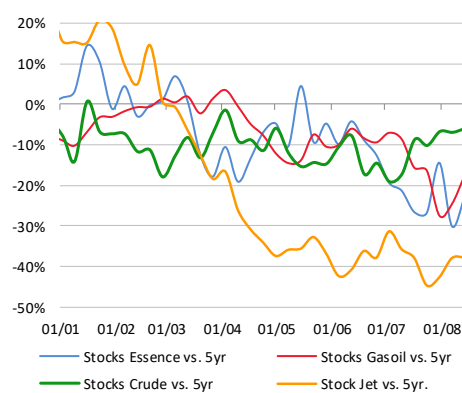
Marges de Raffinage

5



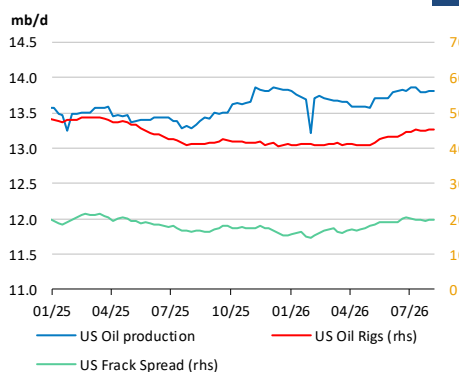
ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

6



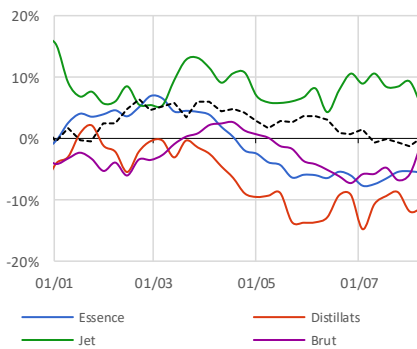
US Production de pétrole brut

7



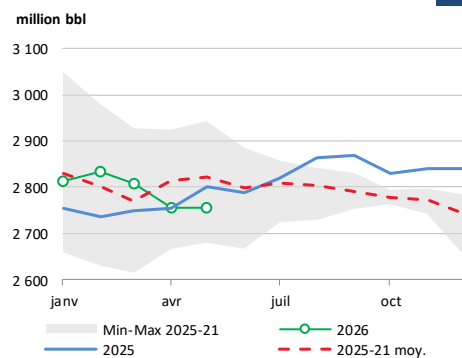
USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans

8



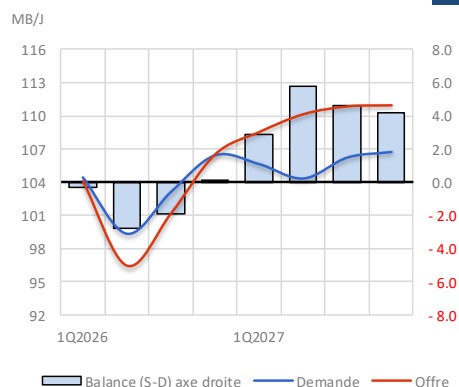
AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE

9



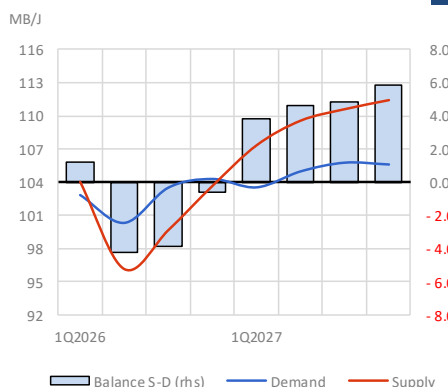
AIE Offre Demande Pétrole

10



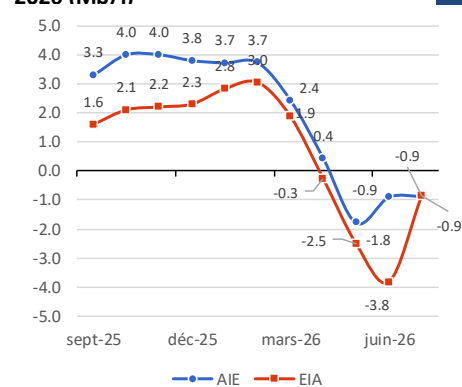
EIA Offre/ Demande Pétrole

11



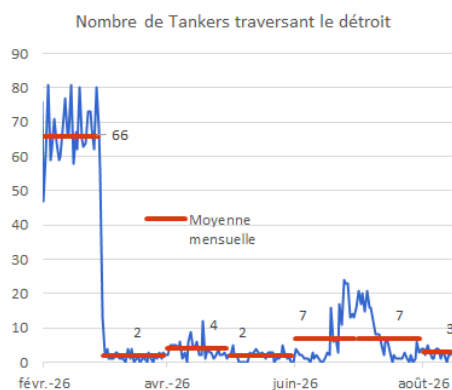
Evolution de la balance pétrolière pour 2026 (Mb/i)

12

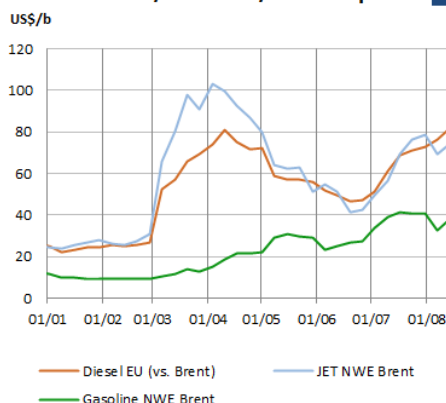


Semaine	14/8	7/8	Delta	%	Année -1
Brent ICE	88.2	81.7	6.5	8.0%	66.2
Brent Spot	92.7	88.0	4.7	5.4%	69.1
WTI Nymex	82.5	77.4	5.1	6.6%	63.3
WTI Spot	82.5	77.4	5.1	6.6%	63.3

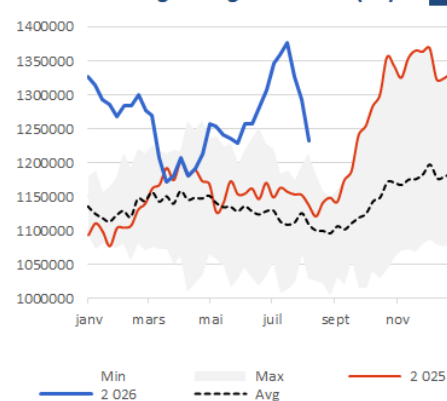
Transit Déroit Ormuz



13 Cracks Diesel / Gasoline/ Jet Europe



14 Global Floating Storage - Vortexa (kb)



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