

Semaine	12/12	5/12	Delta	%	Année -1
Brent ICE	61.8	63.1	-1.3	-2.0%	73.2
Brent Spot	62.5	64.3	-1.8	-2.8%	73.9
WTI Nymex	58.1	59.3	-1.2	-2.0%	69.7

## Le Brent en baisse face à la faiblesse des fondamentaux

Les cours du pétrole brut ont reculé la semaine dernière, malgré un contexte géopolitique toujours tendu, tant en Ukraine qu'au large des côtes vénézuéliennes après la saisie d'un pétrolier par les autorités américaines. La faiblesse du marché physique continue de peser sur les prix, qui ont perdu plus de 18 % depuis le début de l'année (fig. 1 & 2). La forte hausse des stocks américains d'essence et de distillats observée la semaine dernière a ainsi confirmé la situation de surabondance de l'offre mise en évidence dans les dernières prévisions de l'AIE et de l'EIA. Enfin, l'affaiblissement du dollar, consécutif à la décision de la Réserve fédérale d'abaisser ses taux directeurs, a également renforcé la pression baissière (fig.13).

Sur la semaine, le Brent pour livraison en janvier a reculé de 2 % pour s'établir à 61,8 \$/b, tandis que le WTI a perdu 2,0 % pour atteindre 58,1 \$/b. Le consensus Bloomberg du 12 décembre reste stable, avec un prix du Brent de 63 \$/b pour le quatrième trimestre 2025 et de 60,7 \$/b pour le premier trimestre 2026. En moyenne annuelle pour 2026, le consensus est de 61,8 \$/b (fig. 3).

### L'AIE continue de prévoir un important excédent d'offre pour 2026

Dans son dernier rapport, L'Agence internationale de l'énergie (AIE) continue de prévoir un important excédent d'offre pour l'année prochaine, même si celui-ci serait légèrement inférieur aux estimations précédentes. Selon les prévisions de demande de pétrole de l'AIE et en supposant que la production de l'OPEP reste à ses niveaux actuels, le marché pétrolier afficherait un excédent moyen de 3,8 Mb/j l'année prochaine, contre plus de 4 Mb/j précédemment. (Fig. 10 & 12). Cette baisse s'explique par une demande légèrement plus soutenue (+0,9 Mb/j vs +0,8 Mb/j le mois dernier), une offre non-OPEP un peu plus faible et une baisse de la production de l'OPEP+. En novembre, celle-ci a baissé de 360 kb/j, principalement en Russie et au Venezuela, sous l'effet des sanctions, de problèmes d'infrastructures et d'opérations de maintenance. Au total, la production des pays de l'OPEP+ soumis à quota s'est situé 140 kb/j en dessous des objectifs. Bien que ces pays aient relevé leurs quotas de 2,7 Mb/j entre avril et novembre, la hausse effective de la production n'a été que de 1,5 Mb/j, en raison de contraintes de capacité, de sanctions ou de travaux de maintenance.

### Augmentation des stocks mondiaux de pétrole – reprise du stockage en Chine

En octobre, les stocks commerciaux de pétrole de l'OCDE ont reculé d'environ 28 Mb pour s'établir à 2 836 Mb, soit près de 8 Mb en dessous de leur moyenne sur cinq ans. Cette baisse s'explique essentiellement par une forte diminution des stocks de produits pétroliers (-38 Mb). À l'inverse, les stocks mondiaux ont augmenté de 42 Mb, principalement en raison de la hausse du pétrole en transit maritime et de la reprise des opérations de stockage en Chine. Selon l'Administration des douanes chinoise, les importations de pétrole brut ont fortement progressé le mois dernier pour atteindre 12,4 Mb/j, leur plus haut niveau depuis août 2023, soit une hausse de 5 % sur un mois, portée notamment par des volumes en provenance d'Iran et de Russie. Dans ce contexte, plusieurs analystes estiment que la Chine, en poursuivant ses achats de brut à des fins de stockage, devrait continuer à jouer un rôle clef de stabilisateur des prix du brut à moyen terme.

### Russie : Baisse des exportations en novembre – chute des revenus pétroliers

En novembre, les exportations de pétrole brut et de produits pétroliers russes ont chuté de 420 kb/j, pour atteindre 6,9 Mb/j, soit le niveau le plus bas depuis le début de la guerre en Ukraine. En parallèle, les prix du pétrole russe ont fortement baissé, avec des remises record pour l'Urals (plus de 20 \$/b) et l'ESPO. Cette baisse des volumes, combinée à des prix plus faibles, a fait chuter les revenus pétroliers à 11 milliards de dollars, soit 3,6 milliards de moins qu'un an plus tôt et 11,4 milliards de moins que la moyenne du premier semestre 2022 (Fig. 14). Les exportations de brut ont diminué de 290 kb/j et celles de produits pétroliers de 130 kb/j. Les exportations par la mer Noire ont été particulièrement touchées, avec une baisse de 42 % à 910 kb/j, en raison des attaques ukrainiennes.

Cette baisse des exportations russes pourrait toutefois être provisoire. Selon Bloomberg, les exportations russes de pétrole par voie maritime auraient repris la semaine dernière pour atteindre 4,2 Mb/j, un niveau jamais vu depuis le début de l'année 2022. Sur deux semaines, les expéditions auraient augmenté d'environ 1 Mb/j. Cependant, une grande partie de ce pétrole est probablement en mer sans acheteur, ce qui explique l'augmentation des stocks en mer, estimée à +213 Mb depuis la fin du mois d'août par l'AIE.

Semaine	12/12	5/12	Delta	%	Année -1
Brent ICE	61.8	63.1	-1.3	-2.0%	73.2
Brent Spot	62.5	64.3	-1.8	-2.8%	73.9
WTI Nymex	58.1	59.3	-1.2	-2.0%	69.7

## L'EIA anticipe un excédent d'offre de 2 Mb/j pour 2026

Dans son Short-Term Energy Outlook publié la semaine dernière, l'Agence américaine d'information sur l'énergie (EIA) anticipe toujours un excédent d'offre mondial d'environ 2 Mb/j l'an prochain, ce qui expliquerait une baisse du prix moyen du Brent à 55 \$/b. Toutefois, l'agence estime que la poursuite de la constitution des réserves stratégiques chinoises et une production de l'OPEP+ inférieure aux objectifs devraient atténuer cet excédent (Fig. 11 & 12)

## L'OPEP voit toujours un marché pétrolier équilibré

La vision de l'OPEP reste inchangée dans son dernier rapport publié également la semaine dernière. L'organisation a maintenu inchangées ses prévisions d'offre et de demande mondiales de pétrole pour 2026, estimant que le marché sera globalement équilibré (avec un excédent autour de 0,12 Mb/j). Selon l'organisation, une production moyenne de 43 Mb/j par l'OPEP+ suffirait à équilibrer le marché l'an prochain, un niveau proche de la production observée le mois dernier.

## USA : Forte hausse des stocks de produits pétroliers

Les stocks commerciaux de brut ont baissé de 1,8 Mb la semaine dernière légèrement plus que les attentes du marché (1,1 Mb). Ils se situent 3,7 % sous la moyenne sur les cinq dernières années. En revanche les stocks de produits pétroliers étaient en forte hausse, nettement supérieures aux attentes. Les stocks d'essence ont augmenté de 6,4 Mb (contre +2,0 attendus) et ceux de distillats de 2,5 Mb (contre +1,2 anticipés). Cette augmentation des stocks s'explique en grande partie par une offre très soutenue, liée à un taux d'utilisation des raffineries particulièrement élevé, à 94,5 %, en hausse de 2,1 points sur un an et à un plus haut de cinq ans pour cette période. Du côté de la demande, les signaux sont contrastés : la consommation d'essence sur quatre semaines reste en léger recul (-1,3 % sur un an), tandis que celle de distillats s'est nettement redressée, passant de -2,0 % à +3,4 % sur un an. Enfin, les exportations ont évolué de manière divergente, avec une légère hausse pour l'essence et un léger repli pour les distillats.

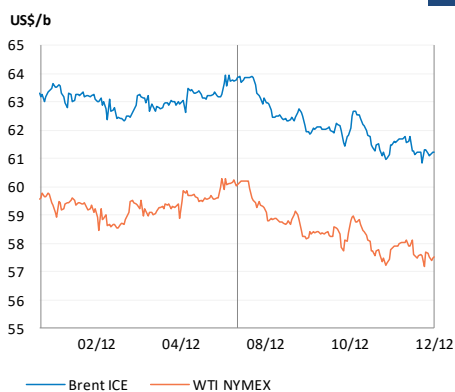
## Europe : baisse des prix des produits pétroliers – détente sur le marché du gasoil

La semaine dernière, les stocks de produits pétroliers au hub ARA ont augmenté de 3,2 %, tirés par une hausse des stocks de gasoil (+ 2 %), de kérosène (+ 9 %) et de fuel oil (+ 11 %). En revanche, les stocks d'essence et de naphta ont respectivement baissé de 2 et 6 %. Par rapport à la moyenne des cinq dernières années, les stocks d'essence sont inférieurs de 9 % et ceux de gasoil de 1 %.

À Rotterdam, les prix des produits pétroliers ont suivi et amplifié la baisse du prix du brut, avec une diminution de 3 % du prix de l'essence et de 3,3 % du prix du diesel. Les tensions sur le marché du gasoil continuent de s'atténuer. Le différentiel de prix entre le gasoil et le Brent a reculé de plus de 4 % pour atteindre 24,4 \$/b, un niveau toutefois supérieur de plus de 40 % à la moyenne des cinq dernières années. Dans ce contexte, la marge de raffinage moyenne en Europe (Brent FCC) a baissé de 5,6 % pour s'établir à 10,5 \$/b (Fig. 5).

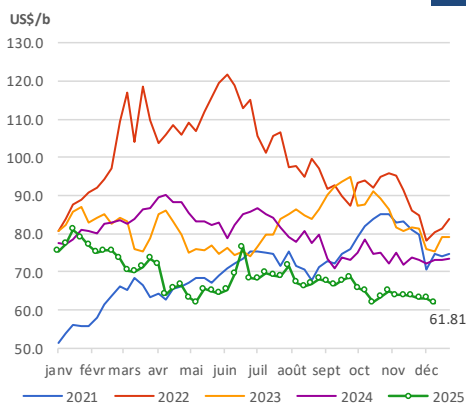
Prix Inter-Journaliers Brent / WTI

1



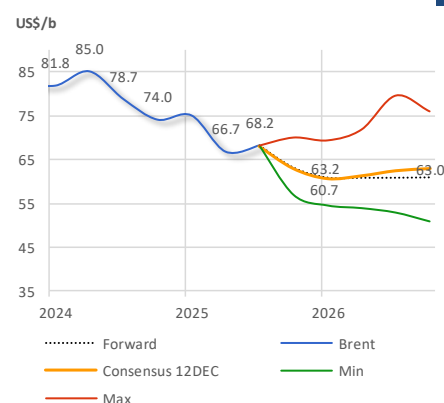
Evolution du prix du pétrole brut (Brent)

2



Consensus Bloomberg - Brent

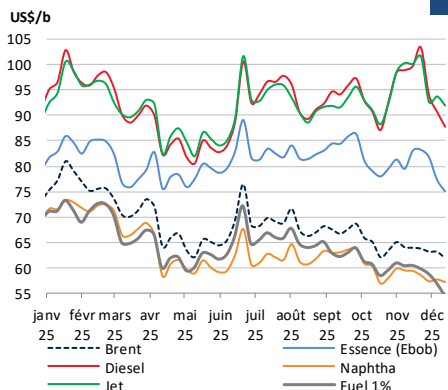
3



Semaine	12/12	5/12	Delta	%	Année -1
Brent ICE	61.8	63.1	-1.3	-2.0%	73.2
Brent Spot	62.5	64.3	-1.8	-2.8%	73.9
WTI Nymex	58.1	59.3	-1.2	-2.0%	69.7

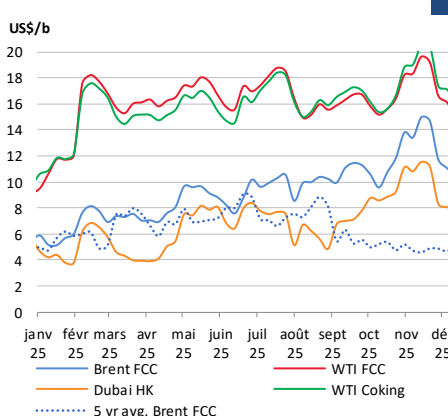
#### Prix des Produits Pétroliers - Europe

4



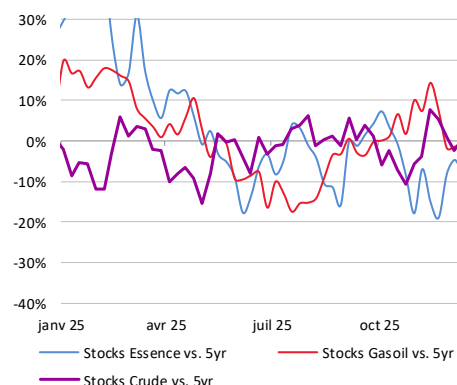
#### Marges de Raffinage

5



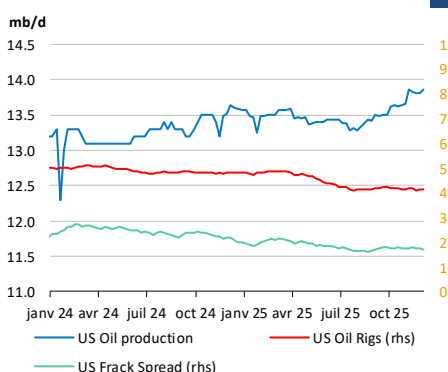
#### ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

6



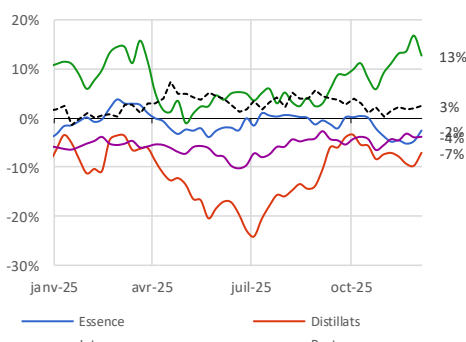
#### US Production de pétrole brut

7



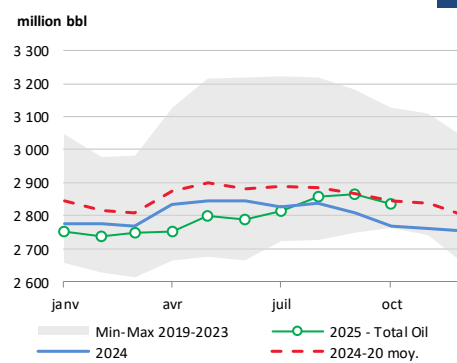
#### USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans

8



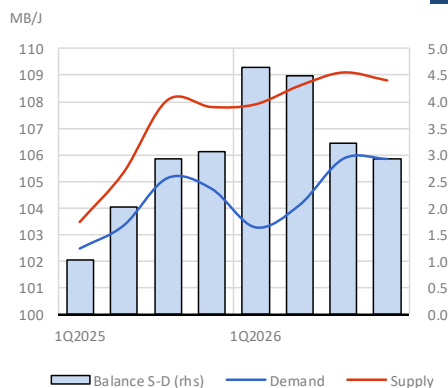
#### AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE

9



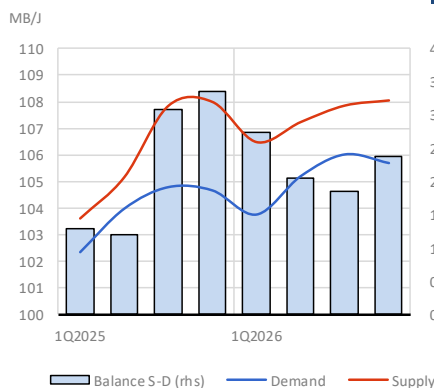
#### AIE Offre Demande Pétrole

10



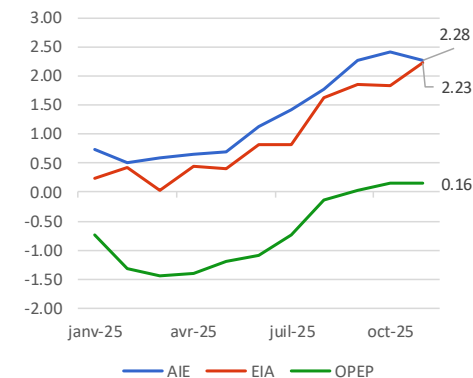
#### EIA Offre/ Demande Pétrole

11



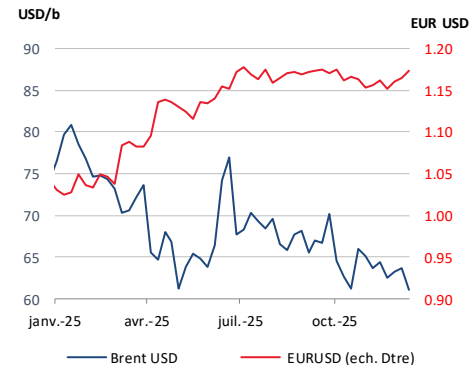
#### Evolution de la balance pétrolière pour 2025 (Mb/i)

12



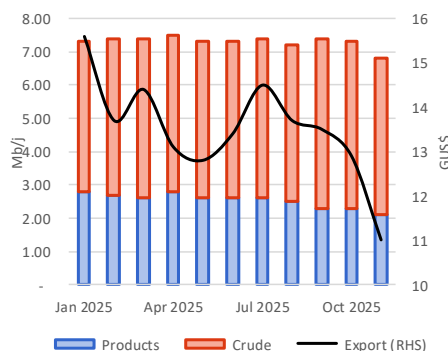
#### Evolution du Dollar et du Brent

13



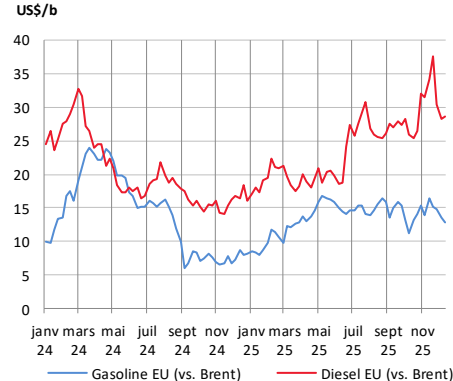
#### Exportations Pétrole Russe

14



#### Cracks Diesel / Gasoline Europe

15



Semaine	12/12	5/12	Delta	%	Année -1
Brent ICE	61.8	63.1	-1.3	-2.0%	73.2
Brent Spot	62.5	64.3	-1.8	-2.8%	73.9
WTI Nymex	58.1	59.3	-1.2	-2.0%	69.7

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
<i>Dont Chine</i>	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
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>102.1</b>	<b>101.3</b>	<b>102.9</b>	<b>104.0</b>	<b>104.1</b>	<b>103.1</b>	<b>102.5</b>	<b>103.3</b>	<b>105.1</b>	<b>104.7</b>	<b>103.9</b>	<b>103.3</b>	<b>104.1</b>	<b>105.9</b>	<b>105.9</b>	<b>104.8</b>	<b>1.0</b>	<b>0.8</b>	<b>0.9</b>
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
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>102.3</b>	<b>102.3</b>	<b>103.2</b>	<b>103.3</b>	<b>103.7</b>	<b>103.1</b>	<b>103.5</b>	<b>105.3</b>	<b>108.1</b>	<b>107.8</b>	<b>106.2</b>	<b>107.9</b>	<b>108.6</b>	<b>109.1</b>	<b>108.8</b>	<b>108.6</b>	<b>0.9</b>	<b>3.1</b>	<b>2.4</b>
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
<i>Dont Chine</i>	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
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>101.8</b>	<b>101.3</b>	<b>103.1</b>	<b>103.5</b>	<b>103.3</b>	<b>102.8</b>	<b>102.3</b>	<b>104.0</b>	<b>104.8</b>	<b>104.7</b>	<b>103.9</b>	<b>103.8</b>	<b>105.2</b>	<b>106.0</b>	<b>105.7</b>	<b>105.2</b>	<b>1.0</b>	<b>1.1</b>	<b>1.2</b>
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
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>102.5</b>	<b>102.6</b>	<b>103.2</b>	<b>103.1</b>	<b>103.8</b>	<b>103.2</b>	<b>103.6</b>	<b>105.2</b>	<b>107.9</b>	<b>108.0</b>	<b>106.2</b>	<b>106.5</b>	<b>107.3</b>	<b>107.9</b>	<b>108.1</b>	<b>107.4</b>	<b>0.7</b>	<b>3.0</b>	<b>1.3</b>
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
<i>Dont Chine</i>	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
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>102.4</b>	<b>102.8</b>	<b>103.2</b>	<b>104.5</b>	<b>105.6</b>	<b>103.8</b>	<b>104.3</b>	<b>104.2</b>	<b>105.5</b>	<b>106.6</b>	<b>105.1</b>	<b>105.6</b>	<b>105.6</b>	<b>107.1</b>	<b>107.9</b>	<b>106.5</b>	<b>1.5</b>	<b>1.3</b>	<b>1.4</b>
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
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>102.1</b>	<b>102.2</b>	<b>102.2</b>	<b>102.0</b>	<b>102.5</b>	<b>102.6</b>	<b>103.3</b>	<b>104.1</b>	<b>106.1</b>	<b>105.5</b>	<b>105.3</b>	<b>106.0</b>	<b>106.6</b>	<b>106.8</b>	<b>107.3</b>	<b>106.6</b>	<b>0.5</b>	<b>2.7</b>	<b>1.4</b>
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