

Semaine	14/3	7/3	Delta	%	Année -1
Brent ICE	70.1	70.4	-0.3	-0.4%	83.8
Brent Spot	71.5	71.5	0.0	0.0%	85.2
WTI Nymex	66.7	67.3	-0.5	-0.8%	79.5

## Le Brent en baisse dans un contexte de repli général des marchés financiers

Les prix du pétrole ont légèrement reculé la semaine dernière, dans un contexte de repli général des marchés financiers, qui ont perdu en moyenne près de 2 % (indice MSCI Monde – Fig. 10). Les inquiétudes concernant les tensions commerciales, le risque de récession aux États-Unis et l'incertitude autour de la proposition américaine de cessez-le-feu entre la Russie et l'Ukraine ont fortement affecté le moral des investisseurs.

En moyenne hebdomadaire, le Brent pour livraison en mai a cédé 0,3 \$/b (-0,4 %), s'établissant à 70,1 \$/b, tandis que le WTI a clôturé à 66,7 \$/b. Selon le consensus Bloomberg, le Brent devrait atteindre 74,0 \$/b (-0,5 \$/b) au deuxième trimestre, se maintenir à 74 \$/b au troisième, avant de refluer à 72 \$/b au quatrième (Fig. 3).

Sur le marché pétrolier, les perspectives restent contrastées, à l'image des divergences entre l'AIE et l'EIA sur l'évolution de la balance pétrolière mondiale, mises en évidence dans leurs publications de la semaine dernière. La menace d'un ralentissement de la demande, combinée à une augmentation de l'offre de l'OPEP+ le mois prochain, pèse néanmoins sur les prix, réduisant les perspectives d'un rebond durable. Dans ce contexte, le brut devrait continuer d'évoluer dans une fourchette basse, autour de 70-75 \$/b.

### Du risque géopolitique au risque d'incertitude politique : quel impact sur le prix du pétrole ?

Ces dernières années, l'intensification des conflits en Ukraine et au Moyen-Orient a profondément redéfini les équilibres géopolitiques mondiaux. Le risque géopolitique, mesuré par le Geopolitical Risk Index<sup>1</sup>, a ainsi atteint des niveaux historiquement élevés début 2022, lors de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, et fin 2023, après l'attaque du Hamas contre Israël (Fig. 11). Toutefois, depuis la mi-2024, cet indice est en baisse, même s'il reste au-dessus de sa moyenne à long terme. Cette évolution reflète en partie les efforts diplomatiques récents, notamment les cessez-le-feu successifs dans la bande de Gaza et la proposition américaine de trêve entre la Russie et l'Ukraine.

Si la baisse du risque géopolitique est notable, le risque d'incertitude politique, quant à lui, s'est fortement accru depuis le début de l'année avec l'élection de D. Trump comme le montre l'évolution de l'Economic Policy Uncertainty Index (EPU). Cette hausse traduit les tensions liées aux nouvelles politiques tarifaires américaines et les ajustements stratégiques des autres économies en réponse à ces annonces et des banques centrales.

Historiquement, le prix du pétrole brut et le risque géopolitique ont toujours été étroitement corrélés, les tensions internationales influençant directement l'offre de pétrole en raison des risques d'interruption des approvisionnements. En revanche, la relation entre l'incertitude politique et le prix du pétrole est plus complexe. Contrairement aux chocs géopolitiques, qui peuvent affecter directement l'offre mondiale d'énergie, l'incertitude politique agit davantage sur les dynamiques économiques internes, notamment via la demande et les politiques énergétiques. Son impact sur les prix pétroliers est donc indirect et potentiellement asymétrique. Toutefois, en fragilisant la confiance des investisseurs, elle freine l'investissement et peut ralentir durablement la croissance, exerçant ainsi une pression sur les prix du pétrole à moyen terme et sur une plus longue durée.

### AIE, EIA : les scénarios divergent de nouveau

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) et l'Agence américaine d'information sur l'énergie (EIA) ont récemment présenté des prévisions divergentes concernant l'équilibre du marché pétrolier en 2025 (fig. 12 à 14). L'AIE prévoit un excédent de 0,6 Mb/j, en légère hausse par rapport aux 0,5 Mb/j estimés en février, après avoir révisé à la baisse sa prévision de demande de 0,1 Mb/j à 103,9 Mb/j, tout en maintenant son estimation d'offre à 104,5 Mb/j. À l'inverse, l'EIA table désormais sur un marché quasi équilibré, réduisant son estimation d'excédent de 0,4 Mb/j le mois dernier à un surplus quasi nul, après avoir abaissé son estimation de l'offre à 104,2 Mb/j contre 104,6 Mb/j précédemment. De son côté, l'OPEP maintient sa prévision de demande à 105,2 Mb (cf. tableau).

Concernant l'OPEP, l'AIE estime que la production de l'OPEP+ devrait augmenter de 120 kb/j à 41,7 Mb/j en 2025. Concernant l'augmentation annoncée à partir du mois d'avril des huit pays de l'OPEP+ qui avaient accepté de réduire volontairement leur production en novembre 2023, l'AIE estime que l'augmentation réelle de l'offre sur le marché le mois prochain pourrait n'être que de 40 kb/j, contre les 138 kb/j annoncés. En effet, seule l'Arabie saoudite, et dans une bien moindre mesure l'Algérie, ont la possibilité d'augmenter leur production pour atteindre les nouveaux objectifs d'avril, les autres pays ayant déjà largement dépassé leurs quotas de production.

Les agences divergent également sur l'évaluation de l'impact des sanctions américaines sur l'Iran et le Venezuela. Pour l'Iran, l'AIE estime que l'impact sera très modéré et que la production en 2025 devrait rester stable à 3,4 Mb/j. En

<sup>1</sup> Geopolitical Risk Index : développé par Dario Caldara et Matteo Iacoviello

Economic Policy Uncertainty Index : développé en 2012 par Scott R. Baker, Nicholas Bloom et Steven J. Davis



Semaine	14/3	7/3	Delta	%	Année -1
Brent ICE	70.1	70.4	-0.3	-0.4%	83.8
Brent Spot	71.5	71.5	0.0	0.0%	85.2
WTI Nymex	66.7	67.3	-0.5	-0.8%	79.5

revanche, l'AIE évalue l'impact des sanctions sur l'offre vénézuélienne à au minimum 190 kb/j sur l'année, ce qui ferait chuter la production en 2025 à 0,7 Mb/j (vs. 0,9 Mb/j en 2024). L'EIA est beaucoup plus stricte dans son analyse de l'impact des sanctions tant en Iran qu'au Venezuela, ce qui explique la baisse de 0,1 Mb/j en 2025 de l'offre OPEP+ dans son scénario.

### USA : hausse des stocks de pétrole brut, augmentation de la production et baisse des stocks de produits pétroliers

Les stocks commerciaux de pétrole brut ont augmenté de 1,4 Mb la semaine dernière (contre +2,0 Mb attendus et une moyenne quinquennale de +5,2 Mb). Malgré cette hausse, les stocks restent inférieurs de 3 % aux niveaux de l'an dernier et de 5 % à la moyenne des cinq dernières années. Cette hausse s'explique principalement par une baisse des exportations de brut de 846 kb/j et par une augmentation de la production domestique de 67 kb/j à 13,6 Mb/j. Dans son dernier rapport, l'EIA estime que la production de pétrole aux USA pourrait augmenter en moyenne de 3% en 2025 (vs. 2% en 2024). Le taux d'utilisation des raffineries a progressé de 1 % à 87 %, un niveau conforme à celui de l'an dernier et 1 % au-dessus de la moyenne quinquennale.

Du côté des produits légers, les chiffres se sont révélés meilleurs que prévu, avec un recul marqué des stocks d'essence de 5,7 Mb (contre -1,6 million anticipé) et une baisse des stocks de distillats de 1,6 Mb (contre une stabilité attendue). La diminution des stocks d'essence s'explique principalement par une forte demande hebdomadaire, tandis que celle des distillats est due à une production plus faible. Globalement, les stocks d'essence sont en hausse de 3 % sur un an, tandis que ceux des distillats sont désormais stables sur un an.

### Europe : Baisse des stocks et des prix des produits pétroliers. Un marché européen de l'essence qui se réorganise

En Europe, les stocks de produits pétroliers dans le hub ARA (Amsterdam-Rotterdam-Anvers) ont baissé d'environ 3 %, en raison principalement de la baisse des stocks d'essence (-8,5 %) et de gazole (-4 %). Par rapport à la moyenne des cinq dernières années, les niveaux de stock de produits restent élevés, notamment pour l'essence (+17 %) et le gazole (+9 %) (fig. 6).

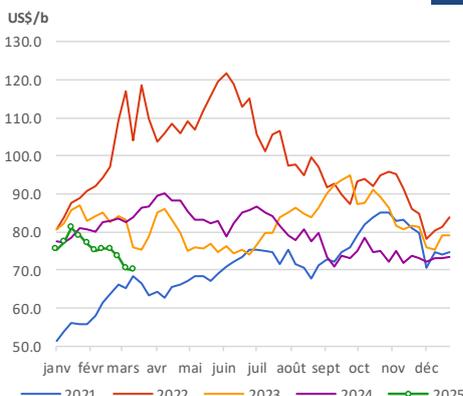
Le marché européen de l'essence traverse actuellement une phase de réorganisation. À cette période de l'année, la courbe des prix à terme de l'Eurobob adopte généralement une structure en contango, reflétant la saisonnalité de la demande ainsi que le surcoût lié aux spécifications estivales plus strictes. Toutefois, en 2025, ce contango apparaît plus marqué sous l'effet de plusieurs dynamiques qui pourraient significativement modifier l'équilibre du marché : a) l'augmentation de la demande locale, portée par l'augmentation des ventes de véhicules neufs à essence et hybrides ; b) la baisse des exportations vers l'Afrique de l'Ouest, conséquence de la montée en puissance de la raffinerie Dangote au Nigeria ; c) la fermeture annoncée de deux raffineries européennes cet été – Shell Wesseling (147 000 b/j) en Allemagne et Petroineos Grangemouth (150 000 b/j) en Écosse.

Les niveaux de stocks d'essence élevés en Europe devraient en partie atténuer les tensions et limiter la hausse des prix. Cependant, on observe déjà une hausse du crack spread de l'essence, désormais supérieur à 12 \$/b, un niveau record depuis août 2024 (fig. 15).

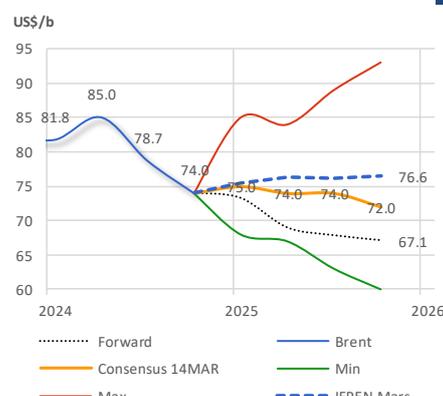
Prix Inter-Journaliers Brent / WTI



Evolution du prix du pétrole brut (Brent)

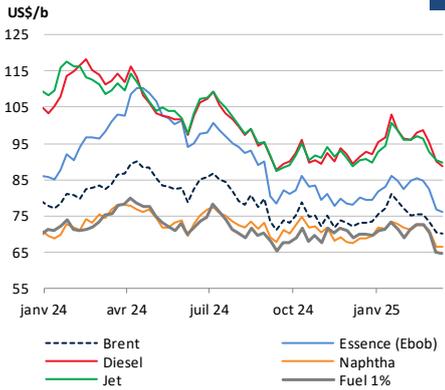


Consensus Bloomberg - Brent

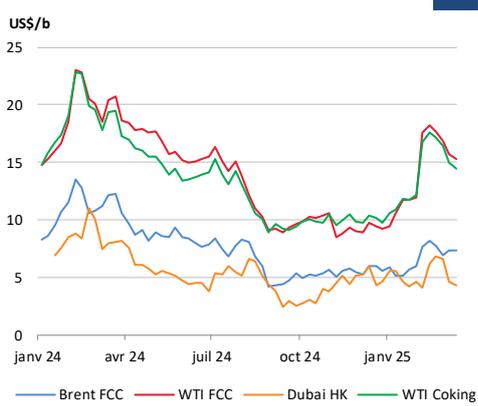


Semaine	14/3	7/3	Delta	%	Année -1
Brent ICE	70.1	70.4	-0.3	-0.4%	83.8
Brent Spot	71.5	71.5	0.0	0.0%	85.2
WTI Nymex	66.7	67.3	-0.5	-0.8%	79.5

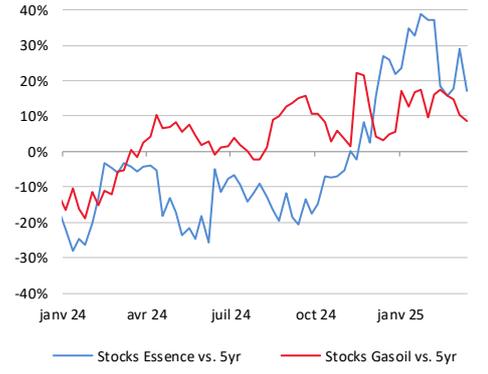
#### Prix des Produits Pétroliers - Europe 4



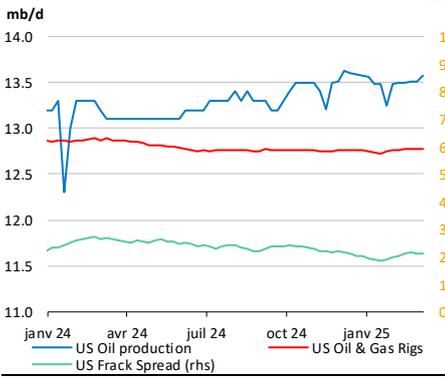
#### Marges de Raffinage 5



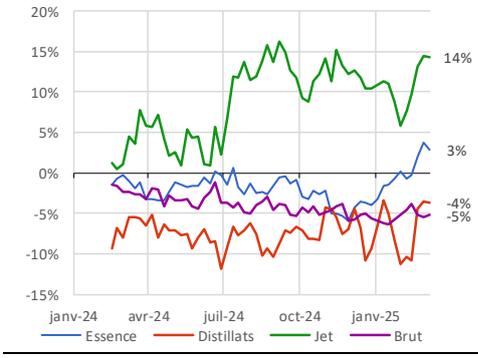
#### ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans 6



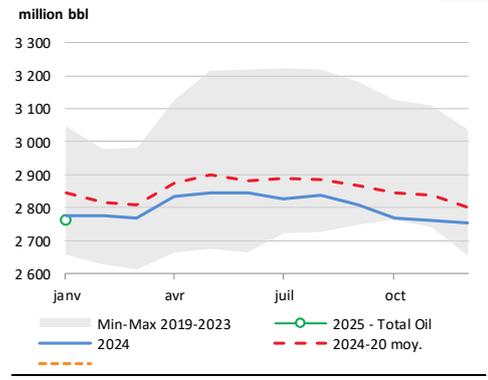
#### US Production de pétrole brut 7



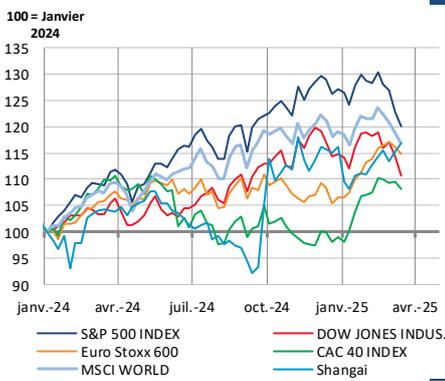
#### USA: Evolution des stocks vs. moyenne 5 ans 8



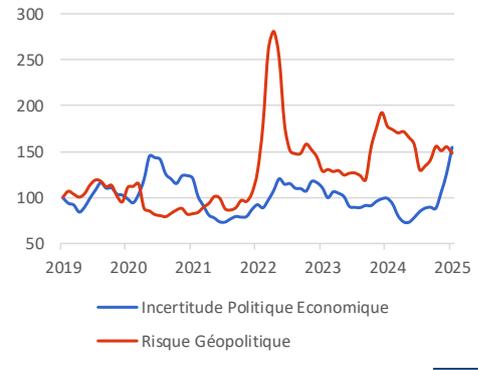
#### AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE 9



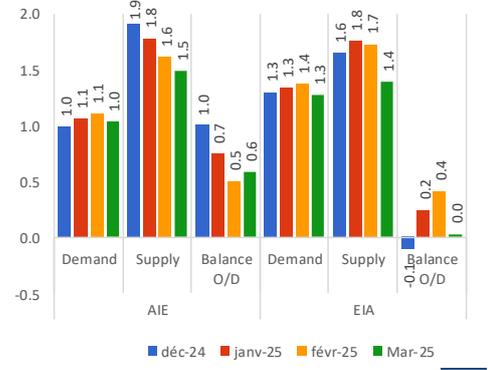
#### Evolution Marchés Financiers 10



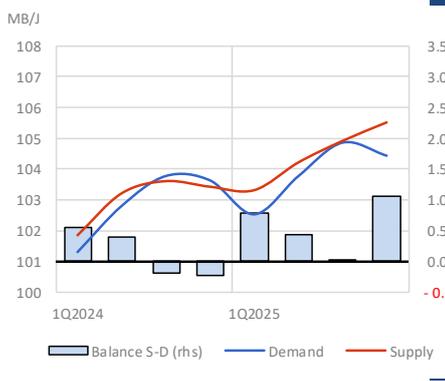
#### Risque géopolitique et Incertitude politique (100=2019) 11



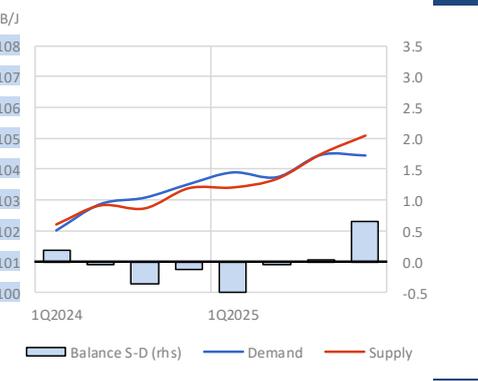
#### Scénarios Offre / Demande AIE/EIA (Mb/j) 12



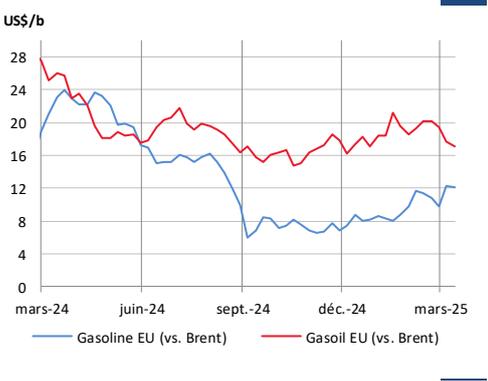
#### AIE Offre Demande Pétrole 13



#### EIA Offre Demande Pétrole 14



#### Crack produits Europe 15



Semaine	14/3	7/3	Delta	%	Année -1
Brent ICE	70.1	70.4	-0.3	-0.4%	83.8
Brent Spot	71.5	71.5	0.0	0.0%	85.2
WTI Nymex	66.7	67.3	-0.5	-0.8%	79.5

AIE - OMR mars	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	24-23	25-24
OCDE	45.7	44.8	45.6	46.2	46.1	45.7	45.1	45.5	46.1	45.8	45.6	0.0	-0.1
non-OCDE	56.4	56.5	57.2	57.6	57.6	57.2	57.4	58.3	58.8	58.7	58.3	0.8	1.1
<i>Dont Chine</i>	16.5	16.5	16.7	16.7	16.6	16.6	16.7	16.9	17.0	16.8	16.8	0.15	0.2
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>102.0</b>	<b>101.3</b>	<b>102.8</b>	<b>103.8</b>	<b>103.6</b>	<b>102.9</b>	<b>102.5</b>	<b>103.8</b>	<b>104.9</b>	<b>104.4</b>	<b>103.9</b>	<b>0.8</b>	<b>1.0</b>
Offre non-OPEP	69.3	69.4	70.3	70.5	70.7	70.2	70.4	71.5	72.2	72.7	71.7	0.9	1.5
Offre OPEP	32.9	32.4	32.9	33.1	32.7	32.8	32.9	32.7	32.7	32.8	32.8	-0.1	0.0
Offre OPEP (brut)	27.4	26.9	27.4	27.5	27.2	27.3	27.4	27.0	27.0	27.0	27.1	-0.2	-0.2
Offre non OPEP+	51.6	51.9	53.1	53.5	53.9	53.1	53.3	54.3	55.0	55.6	54.6	1.6	1.5
Offre OPEP+	50.7	49.9	50.1	50.1	49.5	49.9	50.0	49.9	49.9	49.9	49.9	-0.8	0.0
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>102.3</b>	<b>101.8</b>	<b>103.2</b>	<b>103.6</b>	<b>103.4</b>	<b>103.0</b>	<b>103.3</b>	<b>104.2</b>	<b>104.9</b>	<b>105.5</b>	<b>104.5</b>	<b>0.8</b>	<b>1.5</b>
<b>Differences (+/-)</b>	<b>0.2</b>	<b>0.5</b>	<b>0.4</b>	<b>-0.2</b>	<b>-0.2</b>	<b>0.1</b>	<b>0.8</b>	<b>0.4</b>	<b>0.0</b>	<b>1.1</b>	<b>0.6</b>		

Production OPEP basée sur accords actuels

EIA -STEO mars	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	24-23	25-24
OCDE	45.7	44.8	45.6	46.2	46.4	45.7	45.8	45.4	46.2	46.2	45.9	0.1	0.1
non-OCDE	56.2	57.2	57.3	56.9	57.2	57.1	58.1	58.4	58.2	58.3	58.2	1.0	1.1
<i>Dont Chine</i>	16.2	16.6	16.5	15.9	16.3	16.3	16.7	16.7	16.3	16.6	16.6	0.1	0.3
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>101.9</b>	<b>102.0</b>	<b>102.9</b>	<b>103.1</b>	<b>103.5</b>	<b>102.9</b>	<b>103.9</b>	<b>103.7</b>	<b>104.5</b>	<b>104.4</b>	<b>104.1</b>	<b>1.0</b>	<b>1.3</b>
Offre non-OPEP	69.8	69.8	70.4	70.4	71.0	70.4	70.9	71.5	72.2	72.7	71.8	0.6	1.4
Offre OPEP	32.4	32.4	32.5	32.3	32.4	32.4	32.5	32.2	32.3	32.4	32.3	0.0	0.0
Offre OPEP (brut)	26.9	26.8	26.8	26.7	26.7	26.7	26.8	26.4	26.6	26.7	26.6	-0.2	-0.1
Offre non OPEP+	52.0	52.3	53.4	53.6	54.3	53.4	53.9	54.5	55.2	55.6	54.8	1.3	1.5
Offre OPEP+	50.2	49.9	49.5	49.1	49.1	49.4	49.5	49.1	49.2	49.5	49.3	-0.8	-0.1
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>102.2</b>	<b>102.2</b>	<b>102.8</b>	<b>102.7</b>	<b>103.4</b>	<b>102.8</b>	<b>103.4</b>	<b>103.7</b>	<b>104.5</b>	<b>105.1</b>	<b>104.2</b>	<b>0.6</b>	<b>1.4</b>
<b>Differences (+/-)</b>	<b>0.4</b>	<b>0.2</b>	<b>-0.0</b>	<b>-0.4</b>	<b>-0.1</b>	<b>-0.1</b>	<b>-0.5</b>	<b>-0.1</b>	<b>0.0</b>	<b>0.6</b>	<b>0.0</b>		

OPEP mars	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	24-23	25-24
OCDE	45.6	44.8	45.8	46.4	46.2	45.8	44.9	45.7	46.3	46.6	45.9	0.2	0.1
non-OCDE	56.6	58.0	57.4	58.1	59.3	58.0	59.3	58.8	59.0	60.2	59.3	1.4	1.3
<i>Dont Chine</i>	16.4	16.7	16.6	16.8	17.2	16.7	17.0	16.7	17.1	17.1	17.0	0.3	0.3
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>102.2</b>	<b>102.8</b>	<b>103.2</b>	<b>104.5</b>	<b>105.6</b>	<b>103.7</b>	<b>104.2</b>	<b>104.4</b>	<b>105.3</b>	<b>106.7</b>	<b>105.2</b>	<b>1.5</b>	<b>1.5</b>
Offre non-OPEP+	51.8	52.6	53.1	53.2	53.4	53.2	53.9	54.0	54.3	54.7	54.2	1.4	1.0
Offre OPEP+	50.3	49.6	49.2	48.8	48.8	49.1	49.7	49.4	49.4	49.6	49.5	-1.2	0.4
Offre OPEP (Brut)	27.1	26.6	26.6	26.5	26.7	26.6	27.4	27.0	27.0	27.0	27.1	-0.5	0.5
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>102.1</b>	<b>102.2</b>	<b>102.2</b>	<b>102.0</b>	<b>102.3</b>	<b>102.3</b>	<b>103.6</b>	<b>103.4</b>	<b>103.7</b>	<b>104.3</b>	<b>103.7</b>	<b>0.2</b>	<b>1.45</b>
<b>Differences (+/-)</b>	<b>-0.1</b>	<b>-0.6</b>	<b>-0.9</b>	<b>-2.5</b>	<b>-3.3</b>	<b>-1.4</b>	<b>-0.6</b>	<b>-1.0</b>	<b>-1.6</b>	<b>-2.4</b>	<b>-1.5</b>		

DoC: Declaration of Cooperation

OPEP+ projection based on average AIE, EIA projections