

Semaine	25/11	18/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	86.0	91.5	-5.4	-5.9%	79.8
Brent Spot	84.8	91.4	-6.6	-7.3%	81.3
WTI Nymex	78.7	84.0	-5.3	-6.3%	75.5

Le rebond pandémique en Chine et l'absence d'accord sur le price cap font chuter le Brent à 86 \$/b

Les cours du pétrole ont encore baissé la semaine dernière pour la troisième semaine consécutive en raison principalement du rebond pandémique en Chine et de l'absence d'accord au niveau européen sur le mécanisme de plafonnement du prix du pétrole russe (**Fig. 1 & 2**). En moyenne hebdomadaire, le Brent a perdu 5,4 \$/b (-5,9%) à 86 \$/b et le WTI 5,3 \$/b (-6,3 %) à 78,7 \$/b. Depuis le début du mois, le pétrole a perdu plus de 10 \$/b, le ramenant à son niveau du début de l'année, avant la guerre en Ukraine. Le consensus des économistes interrogés par Bloomberg au 23 novembre est également en baisse avec un prix médian du Brent en 2023 à 96,3 \$/b (**Fig. 3**).

Flambée de cas de COVID en Chine

L'assouplissement des restrictions sanitaires en Chine début novembre laissait entrevoir un retour progressif de la demande chinoise en décembre et au début de l'année prochaine. C'est sur cette hypothèse que l'AIE, dans son dernier rapport mensuel, a revu à la hausse l'augmentation de la demande mondiale de pétrole en 2022, à 2,1 Mb/d. Mais avec la flambée de cas de COVID de la semaine dernière, toute reprise de la demande chinoise de pétrole pour cette année et le début de l'année prochaine semble compromise. En effet, en quelques jours, le nombre d'infections quotidiennes a atteint un nouveau record avec plus de 38 000 cas signalés à la fin de la semaine dernière (**Fig. 5**), obligeant les autorités à revenir à des mesures de confinement strictes et à des fermetures d'usines. Cette remise en cause du retour de la demande chinoise a eu un impact important sur la structure des prix à terme du pétrole brut, qui est passée en très léger contango pour la première fois depuis le début de l'année (**Fig. 6**). Cette situation pourrait, entre autres, pousser l'OPEP, lors de sa prochaine réunion du 4 décembre, à abaisser à nouveau son objectif de production afin de rééquilibrer le marché.

Pas d'accord sur le prix plafond du brut russe

Cette semaine, les membres du G7 ne sont pas parvenus à s'entendre sur les modalités du mécanisme de plafonnement du prix du pétrole brut russe qui doit entrer en vigueur le 5 décembre. Selon ce mécanisme, il est interdit aux compagnies d'assurance et de réassurance maritime de couvrir les expéditions de pétrole russe, sauf si le pétrole est vendu à un prix inférieur à un plafond prédéterminé. Ce mécanisme vise à réduire les revenus pétroliers de la Russie tout en limitant l'impact sur le marché mondial du pétrole en autorisant le commerce dans des conditions de prix. Selon plusieurs sources, une fourchette comprise entre 65 et 70 \$/b a été proposée par le Trésor américain pour le prix plafond. Ce niveau de prix, bien supérieur au coût de production (souhaité comme plafond par certains pays) est également supérieur aux prix actuels du brut russe. Selon Argus, le prix de l'Oural à Primorks se négociait la semaine dernière à 54,2 \$/b, soit 30,5 \$/b en dessous du Brent (**Fig. 9**). Dans un contexte de ralentissement de la croissance mondiale et de baisse des prix du brut prévue début 2023, un plafond à 65-70 \$/b ne semble pas utile et pourrait même pour certains consultants (FGE) faire monter les prix de l'Oural. L'impact de ce mécanisme de "price cap" reste donc incertain à court terme dans la mesure où les pays du G7 se sont déjà engagés à ne plus importer de brut russe et où les autres pays (principalement l'Inde et la Chine) n'ont pas signé l'accord. De son côté, la Russie prépare également un décret interdisant la vente de brut russe aux pays qui accepteraient ce mécanisme de plafonnement des prix. Néanmoins, quel que soit le prix plafond, ce mécanisme réduira à terme l'offre de pétroliers. Selon Vortexa, en combinant les flottes de pétroliers vénézuéliens, iraniens et russes, il serait théoriquement possible pour la Russie de réacheminer vers des pays "amis" les 3 Mb/j de pétrole précédemment exportés vers les pays de l'OCDE, mais ce scénario semble peu réaliste. L'embargo européen va donc mécaniquement augmenter la pression sur le marché du fret maritime, qui est déjà très tendu. Actuellement, les taux de fret maritime sont à des niveaux records, particulièrement pour le transport de pétrole brut (**Fig. 10**) et compte tenu du manque d'investissement dans la construction de nouveaux navires et de l'augmentation des coûts de construction, cette situation risque de perdurer et de peser lourdement sur les prix caf (coût, assurance et fret inclus) du pétrole brut et des produits pétroliers en Europe.

USA : Reprise partielle des activités pétrolières américaines au Venezuela

Aux États-Unis, selon les statistiques de l'EIA pour la semaine du 18 novembre, les stocks commerciaux de pétrole brut ont diminué de 3,7 Mb. En incluant la réserve stratégique américaine (SPR), la baisse est de 5,3 Mb (**Fig. 8**). Selon le DOE, la SPR est à son plus bas niveau depuis 1984. Cette baisse est due en partie à l'augmentation du taux d'utilisation des raffineries, qui continue de battre des records à 93,9%, et à la stabilité de la production de pétrole à 12,1 mb/d. Du côté des produits, les stocks d'essence et de distillats sont en hausse de 3,1 Mb et 1,7 Mb respectivement, mais restent inférieurs à leur moyenne quinquennale, notamment sur la côte Est (PADD I) avec un déficit de 11 Mb pour l'essence et de 18 Mb pour les distillats. La semaine dernière, le gouvernement américain a autorisé Chevron mais aussi plusieurs sociétés de services américaines (Halliburton, Schlumberger, Baker Hughes...) à reprendre une partie de leurs activités au Venezuela, initialement pour une période de 6 mois. Seuls les travaux de réparation et d'entretien des champs pétroliers sont autorisés (pas de nouveaux forages) et PDVSA, la compagnie énergétique publique vénézuélienne, ne recevra aucun bénéfice de la vente de pétrole, car les revenus seront utilisés pour rembourser d'anciennes dettes des compagnies américaines et alimenter un fonds humanitaire. Cette décision fait suite à une reprise des pourparlers entre le gouvernement vénézuélien

Semaine	25/11	18/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	86.0	91.5	-5.4	-5.9%	79.8
Brent Spot	84.8	91.4	-6.6	-7.3%	81.3
WTI Nymex	78.7	84.0	-5.3	-6.3%	75.5

et l'opposition afin de fixer les conditions de l'élection présidentielle de 2024 au Venezuela. Actuellement, le pays produit 0,7 Mb/j, contre plus de 2 Mb/j avant l'embargo américain.

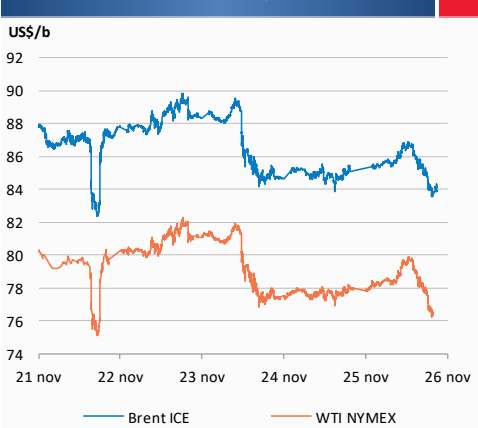
Europe : Baisse des tensions sur le gasoil mais les prix restent élevés

En Europe (zone ARA), les stocks de produits pétroliers ont globalement diminué (-1,7%) la semaine dernière, la baisse des stocks d'essence (-1,7%) étant compensée par une hausse des stocks de gazole (+4,2% - Fig. 9) et de jet/kérosène (+6,7%). La situation sur le marché du diesel s'améliore grâce notamment aux importations de diesel russe, en forte hausse avant la mise en place de l'embargo européen (février 2023 pour les produits). Selon Bloomberg, les exportations de produits pétroliers à partir de Novorossiysk, Primorsk et Vysotsk devraient atteindre 2,5 Mt en décembre, en hausse de près de 20 % par rapport à novembre. Malgré un approvisionnement actuel sécurisé, le spread entre le prix du diesel et le Brent sur les marchés à terme reste élevé à plus de 35 \$/b (vs une moyenne historique autour de 12 \$/b sur cinq ans) signe d'anticipations de tensions à venir début 2023.

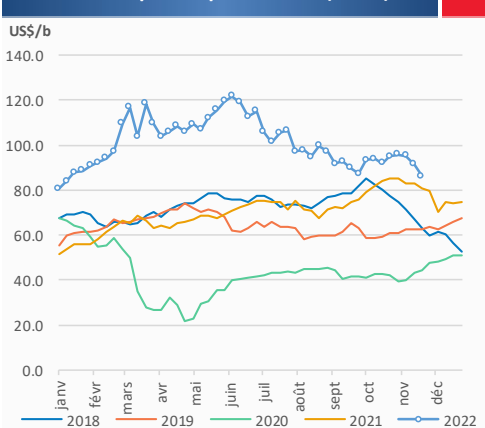
Le pétrole baisse, le gaz et l'électricité remontent.

Si les prix du brut sont en baisse, les prix du gaz sont repartis à la hausse. En Europe, le prix spot sur le marché TTF est en hausse de +11,6% à 121 EUR/MWh et aux Etats-Unis, le prix spot du Henry Hub est en hausse de 5% à 6,3 US\$/MMBtu (20,8 EUR/MWh). Le prix de l'électricité sur le marché européen remonte également ; il est à près de 235 EUR/MWh en France (EPEX). Les contrats à terme sur le marché de gros de l'électricité en France pour le premier trimestre 2023 continuent de s'échanger à des niveaux très élevés (mais néanmoins en baisse) autour de 629 EUR/MWh en moyenne du fait notamment de la faible disponibilité du parc nucléaire français observée et à venir (Fig. 12)

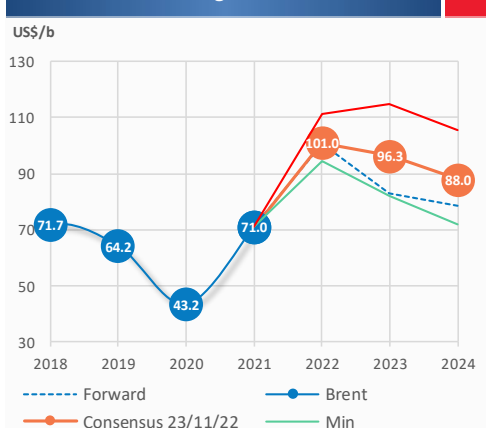
Prix Inter-Journaliers Brent / WTI 1



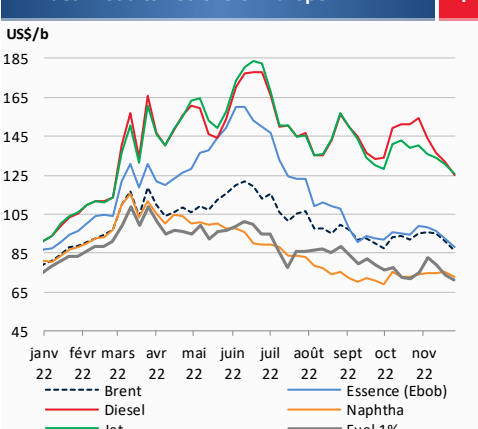
Evolution du prix du pétrole brut (Brent) 2



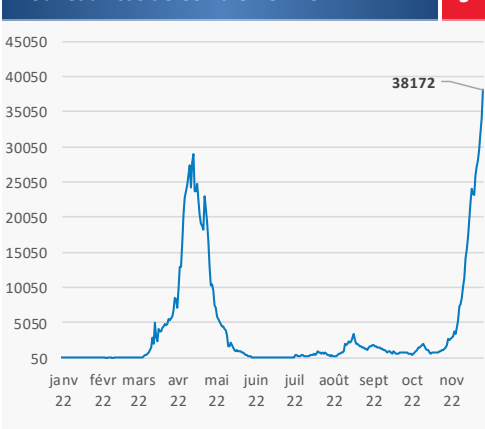
Consensus Bloomberg - Brent 3



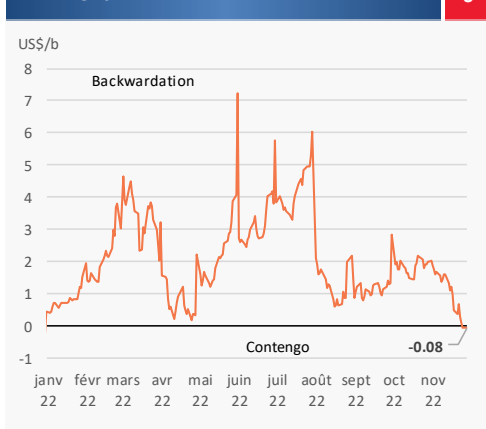
Prix des Produits Pétroliers - Europe 4



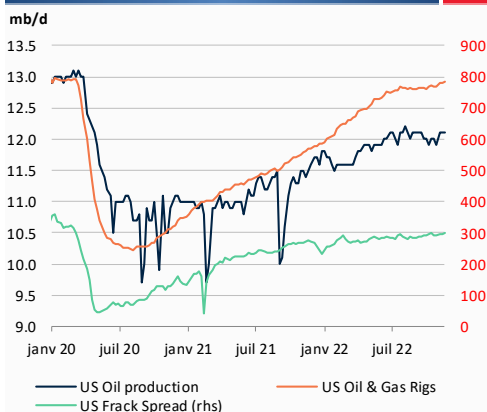
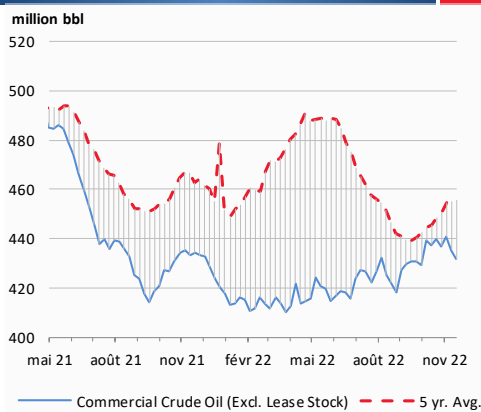
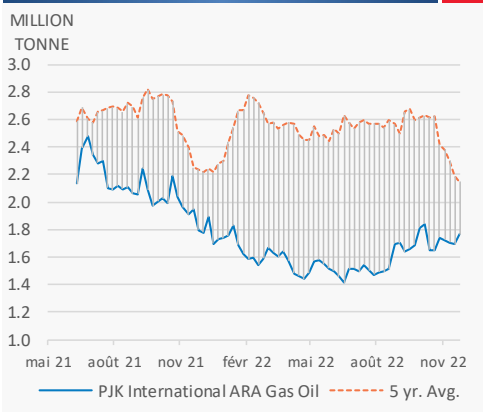
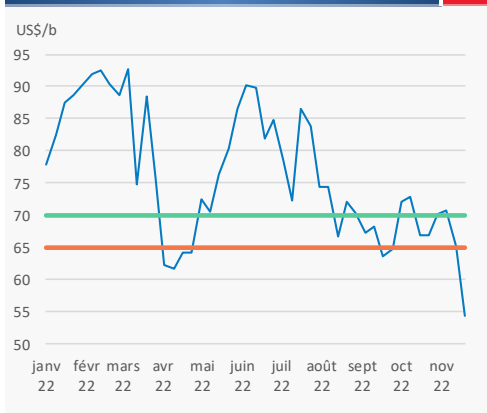
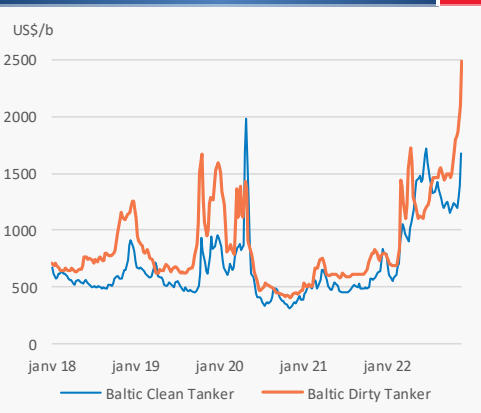
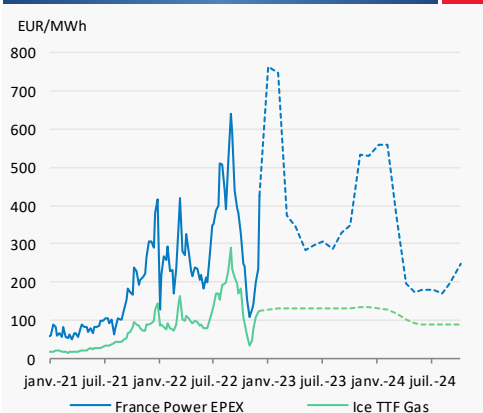
Nouveaux cas de Covid en Chine 5



Prix Brent M1-M2 6



Semaine	25/11	18/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	86.0	91.5	-5.4	-5.9%	79.8
Brent Spot	84.8	91.4	-6.6	-7.3%	81.3
WTI Nymex	78.7	84.0	-5.3	-6.3%	75.5

US Production de pétrole brut 7

Stocks Pétrole USA 8

Stocks Gasoil Zone ARA 9

Prix de l'Oural - FOB Primorsk 10

Indices Baltic Fret Maritime 11

Prix du Gaz et de l'électricité en Europe 12


AIE - OMR nov	2020	2021	1Q2022	2Q2022	3Q2022	4Q2022	2022	1Q2023	2Q2023	3Q2023	4Q2023	2023	22-21	23-22
OCDE	42.0	44.8	45.8	45.4	46.6	46.7	46.1	46.1	45.7	46.9	47.0	46.4	1.3	0.3
non-OCDE	49.5	52.8	53.6	53.3	53.7	54.0	53.7	53.6	54.8	55.4	56.1	55.0	0.8	1.3
<i>Dont Chine</i>	14.2	15.4	15.4	14.4	14.8	15.2	15.0	15.0	15.6	15.8	16.5	15.7	-0.5	0.8
Demande totale (mb/j)	91.5	97.7	99.4	98.7	100.3	100.7	99.8	99.6	100.5	102.3	103.0	101.4	2.1	1.6
Offre non-OPEP	63.1	63.8	64.9	64.7	66.1	66.5	65.5	65.4	65.9	66.5	66.6	66.1	1.8	0.6
Offre OPEP (Brut)	25.7	26.4	28.6	28.9	29.5	29.3	29.0	29.2	29.2	29.2	29.1	29.2	2.6	0.2
Offre OPEP (NGLs)	5.1	5.1	5.3	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.5	5.5	5.4	0.2	0.1
Offre non-OPEP+	48.1	48.7	49.3	50.0	51.0	51.5	50.5	51.4	52.3	52.9	52.9	52.5	1.8	2.0
Offre OPEP+ (crude)	40.6	41.5	44.1	43.4	44.6	44.3	44.1	43.2	42.8	42.7	42.7	42.8	2.6	-1.3
Offre totale (mb/j)	93.8	95.3	98.7	98.8	101.0	101.2	99.9	100.0	100.5	101.1	101.1	100.7	4.6	0.8
Differences (+/-)	2.3	-2.4	-0.7	0.1	0.7	0.5	0.1	0.4	-0.0	-1.2	-1.9	-0.7	2.5	-0.8

Production OPEP basée sur accords actuels

EIA - STEO nov	2020	2021	1Q2022	2Q2022	3Q2022	4Q2022	2022	1Q2023	2Q2023	3Q2023	4Q2023	2023	22-21	23-22
OCDE	42.1	44.9	45.9	45.5	46.0	46.8	46.0	46.2	45.2	45.7	46.2	45.8	1.2	-0.2
non-OCDE	49.9	52.7	53.3	53.6	54.1	54.2	53.8	55.2	55.5	55.2	54.8	55.2	1.1	1.4
<i>Dont Chine</i>	14.4	15.3	15.1	15.1	15.1	15.6	15.2	16.3	16.2	15.5	15.5	15.9	0.0	0.6
Demande totale (mb/j)	92.0	97.5	99.2	99.0	100.1	101.0	99.8	101.3	100.7	100.9	101.0	101.0	2.3	1.2
Offre non-OPEP	63.2	64.0	65.1	65.0	66.2	67.0	65.8	65.8	66.1	66.5	66.8	66.3	1.8	0.5
Offre OPEP (NGLs)	5.1	5.4	5.6	5.4	5.5	5.5	5.5	5.6	5.5	5.5	5.5	5.5	0.1	0.0
Offre OPEP (Brut)	25.6	26.3	28.2	28.3	29.2	28.6	28.6	28.7	29.0	29.1	28.7	28.8	2.3	0.3
Offre totale (mb/j)	93.9	95.7	98.8	98.7	100.9	101.2	99.9	100.1	100.5	101.1	101.0	100.7	4.3	0.7
Differences (+/-)	1.9	-1.9	-0.3	-0.3	0.8	0.2	0.1	-1.2	-0.1	0.1	-0.0	-0.3	2.0	-0.4

OPEP oct.	2020	2021	1Q2022	2Q2022	3Q2022	4Q2022	2022	1Q2023	2Q2023	3Q2023	4Q2023	2023	22-21	23-22
OCDE	42.0	44.8	45.8	45.4	46.4	46.9	46.1	46.1	45.7	46.7	47.2	46.5	1.3	0.3
non-OCDE	0.0	49.0	51.5	51.4	51.7	53.5	52.2	53.6	53.0	52.9	54.3	53.4	3.2	1.3
<i>Dont Chine</i>	13.5	15.0	14.7	14.6	14.7	15.4	14.9	15.0	15.4	15.2	15.8	15.4	-0.1	0.5
Demande totale (mb/j)	91.0	97.0	99.4	98.4	99.3	101.2	99.6	101.3	100.8	101.8	103.4	101.8	2.5	2.2
Offre non-OPEP	63.0	63.7	65.3	64.5	65.5	66.9	65.6	66.5	66.9	67.2	67.9	67.1	1.9	1.5
Offre OPEP (NGLs)	5.0	5.3	5.3	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.5	5.4	5.4	5.4	0.1	0.0
Offre OPEP (Brut)	25.6	26.3	28.4	28.6	29.4	29.3	28.9	29.2	29.2	29.2	29.1	29.2	2.6	0.3
Offre totale (mb/j)	93.7	95.3	99.0	98.5	100.4	101.6	99.9	101.2	101.5	101.8	102.4	101.7	4.6	1.8
Differences (+/-)	2.7	-1.7	-0.3	0.2	1.1	0.4	0.3	-0.1	0.7	0.1	-1.0	-0.1	2.0	-0.4