

Situation inédite : le marché gazier impacte le marché pétrolier *Brent spot, sept. 2021 : 73,6 \$/b (août : 70,8 \$/b)*

Le prix du Brent a plus de 77 \$/b, proche des plus hauts de l'année (Fig. 1). Le prix du Brent a progressé régulièrement la semaine passée passant de 73,7 \$/b le lundi pour finir à 77,4 \$/b. En moyenne hebdomadaire, le prix du Brent gagne 1,4 % pour s'établir à plus de 75 \$/b. La fermeté des prix du pétrole est attribué à plusieurs facteurs dont la lente reprise de la production dans le golfe du Mexique (GOM), la baisse des stocks aux Etats-Unis, la reprise annoncée en novembre des vols européens vers les Etats-Unis. Cette fermeté s'inscrit dans un contexte pourtant heurté des marchés financiers (Fig. 2) soutenus une nouvelle fois par la FED mais inquiets par le risque « Evergrande ». Au-delà de ces facteurs, il convient également de s'interroger sur l'effet de la hausse des prix du gaz naturel en Europe et en Asie sur le marché pétrolier. Au cours actuel de 75 \$/b (42 \$/MWh pour le fioul lourd), les produits pétroliers type fioul lourd deviennent plus compétitifs que le gaz naturel (75 à 90 \$/MWh le 24 septembre en Europe et en Asie) pour la production d'électricité. Ils resteraient compétitifs pour un prix du pétrole de 100 \$/b environ sur la base des prix à terme du prix du gaz prévus actuellement pour cet hiver en Europe (70 à 75 €/MWh soit 82 à 86 \$/MWh ; Fig. 6). Cette situation a été évoquée le 23 septembre dernier par le ministre irakien du pétrole : « *Iraq's Oil Minister said he expected higher demand for his crude as utilities sought alternatives to gas* ». Il a par ailleurs indiqué que l'OPEP+ s'efforce de maintenir les prix autour de 70 \$/b, a rapporté Reuters. Certains pays, dont l'Arabie saoudite et la Russie, sont en mesure d'augmenter leur production afin de modérer la hausse en cours.

Impact prolongé de l'ouragan Ida sur la production américaine (Fig. 3). Plus de 20 jours après le passage de la tempête Ida, même si du personnel est toujours évacué sur 31 plates-formes de production, seulement 5,5 % des 560 plateformes du golfe du Mexique (GOM) sont encore à l'arrêt. La production à l'arrêt est ainsi passée en une semaine de 0,43 Mb/j à 0,29 Mb/j soit 16 % de la production totale potentielle (1,8 Mb/j). Les volumes en cause sont donc désormais relativement faibles et ne représentent qu'un facteur modeste de hausse du prix du pétrole. La bonne tenue des prix du pétrole doit donc être recherchée ailleurs.

7^e semaine de baisse des stocks de pétrole aux Etats-Unis. La nouvelle baisse des stocks américains de pétrole contribue au soutien des prix du pétrole. Selon les données hebdomadaires de l'EIA pour la semaine du 17 septembre, les stocks de pétrole brut ont diminué de 2,4 Mb pour s'établir à 414 Mb, niveau se situant 8 % en dessous de la moyenne quinquennale pour cette période de l'année (Fig. 4). Les stocks d'essence, en hausse de 3,5 Mb, restent toutefois inférieurs d'environ 3 % à la moyenne quinquennale. Avec la reprise progressive de la production dans le GOM, la production totale de pétrole progresse de 0,5 Mb/j pour s'établir à 10,6 Mb/j (Fig. 5). Cela reste néanmoins en retrait de 0,8 Mb/j par rapport au niveau atteint avant le passage de Ida.

Hausse possible de la consommation de pétrole du fait de la hausse du prix du gaz. Ces facteurs, baisse de l'offre de pétrole et des stocks aux Etats-Unis, ne semblent pas suffisants pour expliquer la pression actuelle sur le prix du pétrole. Il faut peut-être l'expliquer par un transfert envisageable de la demande de gaz naturel vers le pétrole en particulier dans le secteur électrique. Ce transfert est envisageable dans la mesure où les prix du gaz pourraient, d'après les marchés à terme, rester élevés cet hiver avant un repli attendu au printemps 2022 (Fig. 6). La puissance installée des centrales électriques au « pétrole » représente 440 GW au niveau mondial (2019), ce qui représente 6 % environ des capacités électriques totales installées (gaz nat. : 24 %). Elles ne sont en service en moyenne que 1700 h par an avec des écarts importants par zone (1000 H/an en Europe ; 3200 h/an au Moyen Orient), contre 3500 h/an pour les centrales au gaz. Le temps d'utilisation de ces centrales étant très faible, il semble envisageable de les faire fonctionner plus longtemps. Une progression de 50 % du temps de fonctionnement représenterait une consommation supplémentaire de 0,7 Mb/j pour l'Asie et l'Europe uniquement et de 2 Mb/j au niveau mondial ce qui est significatif. Une étude plus poussée serait toutefois nécessaire pour connaître l'impact effectif sur la consommation de pétrole cet hiver.

Coûts de production de l'électricité et prix du pétrole. Pour envisager ce recours au pétrole dans des centrales, il convient de déterminer le prix du pétrole qui assure un coût de production de l'électricité (Rdt 33% en moyenne) équivalent à celui des centrales au gaz (Rdt 40 % en moyenne). Sur la base des prix à terme du gaz pour novembre à mars prochain, l'équivalence se situe autour de 100 \$/b pour le prix du pétrole (Fig. 7). Les prix à terme du pétrole sur cette période sont inférieurs à ces niveaux évoluant autour de 75 \$/b. Mais, si cette influence gaz/pétrole est avérée cet hiver, et dans l'hypothèse d'un recours grandissant au pétrole, la zone des 80 à 100 \$/b devient envisageable sur la base des anticipations actuelles du prix du gaz en Europe et en Asie. L'action de l'OPEP+ (ou un contexte financier dégradé) pourrait toutefois permettre d'éviter un tel scénario.

Figure 1 : Prix du Brent depuis mai 2021

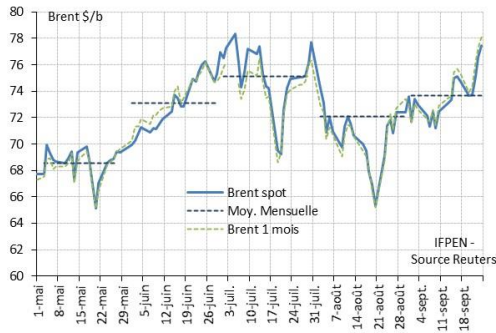


Figure 2 : Euro Stoxx50, S&P 500, Shanghai

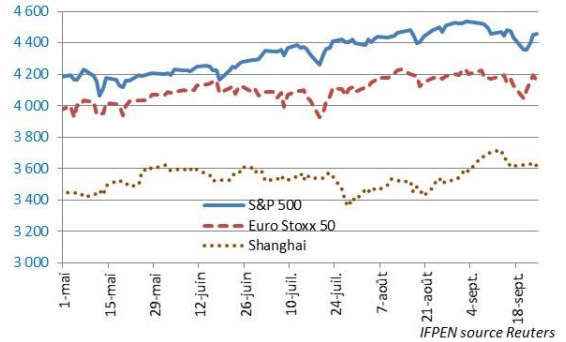


Figure 3 : Arrêts de la production dans le GOM liés à des ouragans

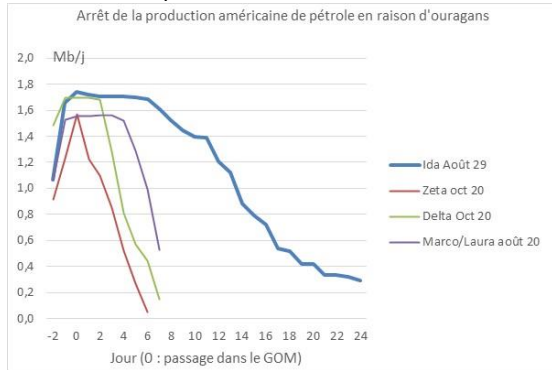


Figure 4 : Stocks de pétrole aux Etats-Unis

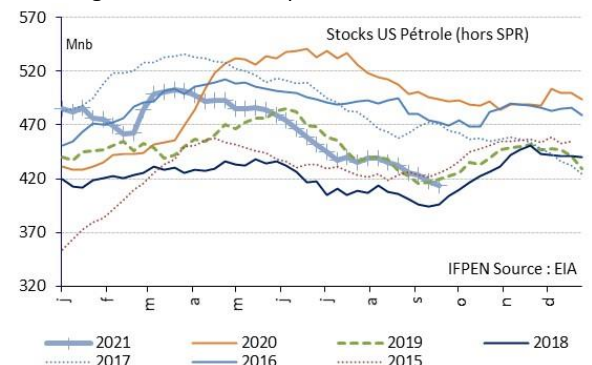


Figure 5 : Bilan pétrolier des Etats-Unis

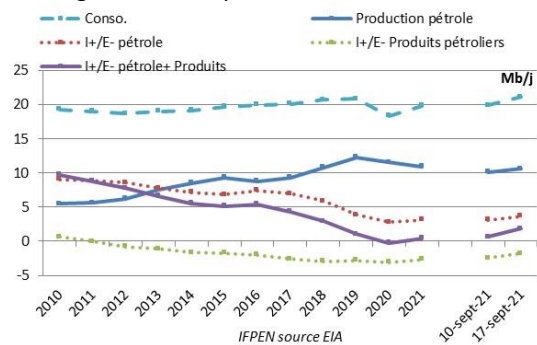


Figure 6 : Prix du gaz par zone

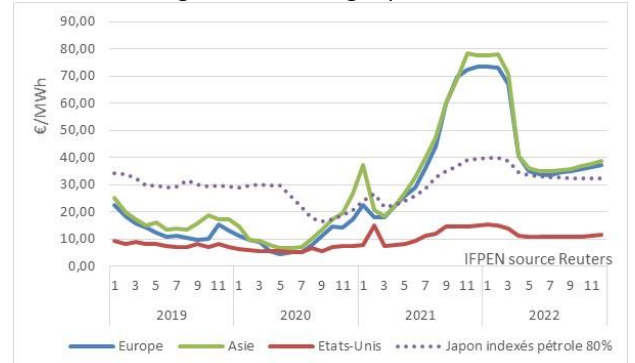


Figure 7 : Niveaux de prix du pétrole compétitif avec le gaz dans des centrales elec.

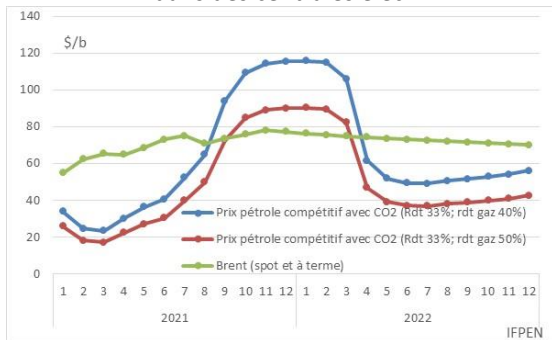
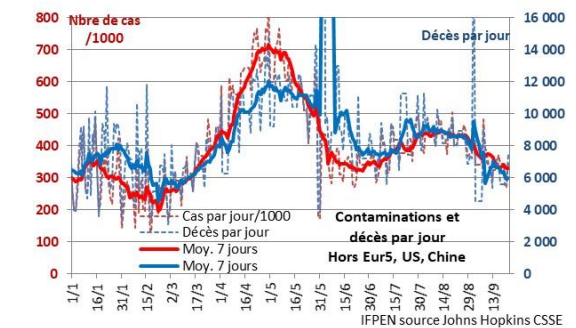


Figure 8 : Contaminations par jour hors US, Euro, Chine



Equilibre Offre / Demande – Prix – Croissance économique

	sept-21	2018	2019	2020	21Q1	21Q2	21Q3	21Q4	2021	22Q1	22Q2	22Q3	22Q4	2022	21-20	22-21
Offre/Demande (Mb/j)															+/- Mb/j	
OCDE		47,9	47,9	42,2	42,3	43,9	45,7	46,0	44,5	45,4	45,7	46,6	46,2	46,0	2,3	1,5
non-OCDE		51,1	51,8	48,7	51,1	51,2	51,5	52,7	51,6	52,8	53,2	53,6	54,0	53,4	2,9	1,8
<i>Dont Chine</i>		13,0	13,5	13,8	14,6	15,2	14,9	15,2	14,9	15,1	15,6	15,5	15,5	15,4	1,1	0,5
Demande totale		99,0	99,7	90,9	93,4	95,1	97,2	98,8	96,1	98,2	98,9	100,3	100,2	99,4	5,2	3,2
non-OPEP+		45,1	47,2	45,9	44,7	46,1	46,9	47,4	46,3	47,3	48,0	48,5	48,7	48,1	0,4	1,8
OPEP (LGN)		5,5	5,4	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,3	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	0,1	0,2
Offre OPEP (brut)		31,4	29,6	25,7	25,3	25,5	27,2	28,3	26,6	28,4	29,1	29,5	29,5	29,1	0,9	2,6
Offre OPEP 10 PP		18,5	18,4	17,2	17,1	17,4	17,3	18,1	17,5	18,1	18,5	18,6	18,6	18,5	0,3	1,0
Offre OPEP +		55,3	53,4	47,9	47,4	48,0	49,7	51,6	49,2	51,9	53,0	53,6	53,6	53,0	1,3	3,8
Offre totale		100,4	100,5	93,8	92,1	94,1	96,6	99,0	95,5	99,2	101,1	102,1	102,2	101,1	1,7	5,7
Offre-Demande (Mb/j)		1,3	0,9	2,9	-1,2	-1,0	-0,7	0,2	-0,7	1,0	2,1	1,9	2,1	1,8		
Brent															+/- %	
\$/b		71,2	64,2	41,8	60,8	68,8	73,1	76,4	70	74	73	71	70	72	67,2	2,8
€/b		60,4	57,4	36,5	50,5	57,1	62,0	64,9	59	63	62	60	59	61	60,4	3,7
€/l		0,38	0,36	0,23	0,32	0,36	0,39	0,41	0,37	0,40	0,39	0,38	0,37	0,38	60,4	3,7
Produits pétroliers															+/- %	
Super SP95-E10		1,48	1,48	1,34	1,43	1,50	1,55	1,58	1,50	1,56	1,55	1,54	1,53	1,55	11,8	
Gazole		1,44	1,44	1,26	1,34	1,39	1,44	1,46	1,39	1,45	1,44	1,43	1,42	1,43	10,2	
taux change															+/- %	
US\$/€		1,18	1,12	1,14	1,21	1,21	1,18	1,18	1,19	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	4,3	-0,9
Croissance économique %																
Monde		2018	2019	2020					2021					2022		
OCDE		3,6	2,8	-3,2					6,0					4,9		
NON OCDE		2,2	1,6	-4,6					5,6					4,4		
		4,5	3,7	-2,1					6,3					5,2		

Hypothèses : accord OPEP+ d'avril et estimation après juillet 2021 pour l'OPEP+ ; Sources : Reuters, / AIE / FMI / WEO / EIA / OPEC

Figure 9 : Production non OPEP+ et OPEP+ de pétrole et LGN

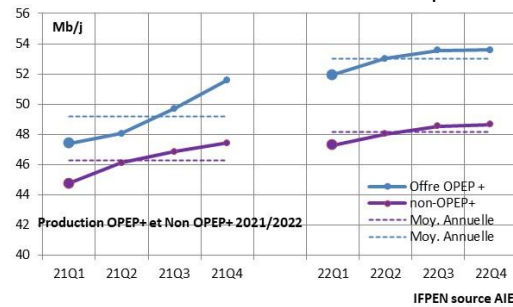


Figure 10 : Bilan pétrolier annuel et par trimestre

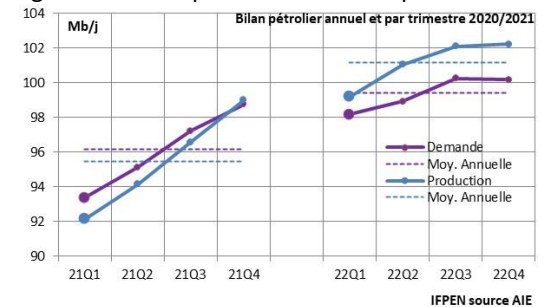


Figure 11 : Cotations des produits pétroliers en Europe

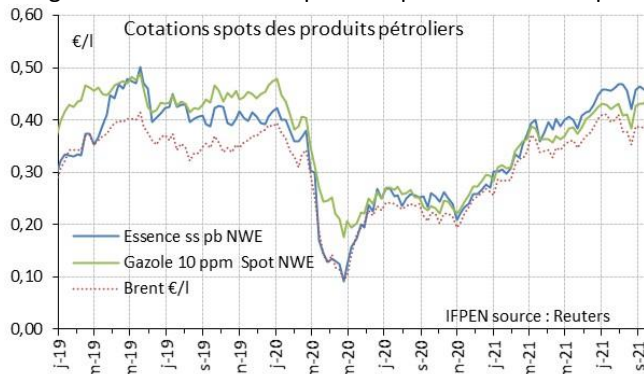


Figure 12 : Prix du Brent et des produits pétroliers en France

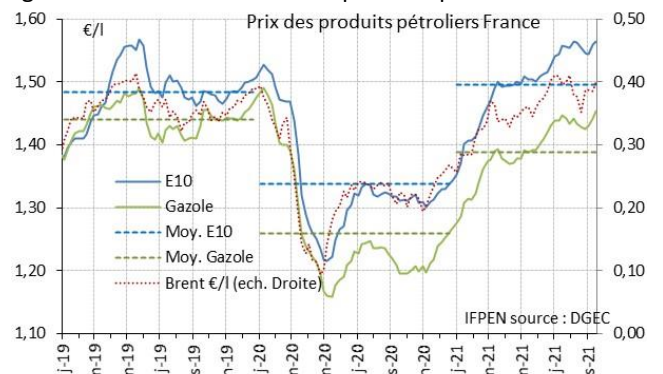


Figure 13 : Ecart en \$/t (prix des produits - prix du Brent)

