

Marchés	nov.-22	oct.-22	+/- %	France €/l	oct.-22	sept.-22	+/- %
Brent \$/b	97,1	93,5	3,8%	E10	1,62	1,51	7,6%
Gaz TTF €/MWh	50,1	72,7	-31,0%	Essence SP95	1,69	1,57	7,3%
Elec France €/MWh	141,4	186,6	-24,2%	Gazole	1,87	1,72	9,2%

L'international Energy Forum évoque un prix du pétrole à plus de 100 \$/b

Le prix du pétrole progresse régulièrement depuis plusieurs semaines (Fig. 1). Le prix du Brent a évolué autour de 96 \$/b la semaine passée en progression significative de 2,8 % (WTI à 89 \$/b ; + 1,4 %). Ce mouvement haussier, qui prolonge une tendance observée depuis début octobre (90 \$/b), s'est accéléré vendredi dernier avec un prix proche des 100 \$/b (99,6 \$/b). La tendance haussière récente trouve son origine dans un changement envisagé de la politique chinoise sur le Covid, dans la baisse du dollar et dans les incertitudes concernant les effets des sanctions européennes et du G7 contre la Russie. Ce mouvement haussier pourrait encore être modéré par le contexte économique et financier. Les évolutions des marchés financiers ont été relativement heurtées la semaine passée (Fig. 2) passant momentanément en territoire négatif en raison des commentaires de la FED prônant à la fois de la fermeté pour lutter contre l'inflation mais aussi une certaine souplesse sur la politique future d'ajustement des taux (nouvelle hausse de 0,75 points du principal taux d'intérêt décidée le 2 novembre).

Les prix de marché de l'essence et du gazole restent pour leur part sous tension, même si l'on observe un retrait pour le gazole par rapport aux envolées du mois d'octobre. L'écart avec le prix du Brent s'établit en moyenne début novembre à +297 \$/t (291 \$/t en octobre) pour l'essence à +340 \$/t (520 \$/t en octobre) pour le gazole (Fig. 9). L'AIE, dans son rapport annuel, n'anticipe pas d'amélioration dans les prochains mois soulignant que « le système mondial de raffinage devrait rester tendu pendant plusieurs années si la demande de distillats moyens (diesel et kérosène) continue d'augmenter au rythme rapide actuel ».

Le G7 appelle à une hausse de la production, appel pour le moment sans écho. Dans une perspective d'équilibre précaire du marché dans les prochains mois (Fig. A4 en annexe), le G7 a « encouragé » les pays producteurs à augmenter leur production, sujet repris dans le communiqué final du 4 novembre. Le 31 octobre lors d'une conférence à Abu Dhabi, l'Arabie saoudite et les Émirats arabes unis avaient pour leur part défendu la décision récente de l'Opep et de ses alliés, dont la Russie, de réduire la production de pétrole face aux incertitudes économiques. En plus du contexte géopolitique, le lien fait régulièrement entre transition écologique et arrêt des investissements en exploration production est probablement un facteur important à l'origine de cette rupture latente entre pays consommateurs et pays producteurs.

Les sanctions sur les livraisons russes de pétrole et produits se précisent. En juin 2022, le Conseil européen a adopté un sixième train de sanctions qui a prévu d'interdire l'achat, l'importation ou le transfert de pétrole brut (à partir du 5 décembre) et de certains produits pétroliers (à partir du 5 février) de Russie vers l'UE, avec une exemption temporaire prévue pour les livraisons par l'oléoduc Droujba (0,8 Mb/j). En complément des sanctions européennes, le G7 (+ l'Australie) a confirmé le 3 novembre, la mise en place d'un prix plafond fixe (et non un prix indexé sur le marché et donc variable) sur les livraisons russes de pétrole par navire à partir du 5 décembre. Le gouvernement anglais a pour sa part annoncé interdire aux navires et prestataires de services britanniques, notamment les assurances, de contribuer au transport maritime de pétrole russe vendu au-dessus du prix plafond fixé par le G7 et l'Australie. Le Royaume-Uni représente, d'après l'AFP, 60% du marché de l'assurance protection et indemnisation (P&I).

Impacts des mesures de l'UE et du G7. En septembre, l'Union européenne importait 2,6 Mb/j (contre 3,9 Mb/j en janvier ; Fig. 3) dont 1,6 Mb/j de pétrole et 1 Mb/j de produits pétroliers. Les volumes sous sanctions, à partir de décembre, portent sur 0,8 Mb/j de pétrole importés par voie maritime et sur 1,8 Mb/j à partir de février en tenant compte des produits pétroliers. Il convient de rajouter 0,5 à 0,6 Mb/j livrés par l'oléoduc Droujba vers l'Allemagne et la Pologne, deux pays qui se sont engagés à arrêter ces achats d'ici la fin de l'année. Les réductions de livraisons vers l'UE portent donc à partir de décembre sur un volume de l'ordre de 1,3 Mb/j (2,3 Mb/j en février), volumes qui pourraient théoriquement être réorientés par la Russie vers l'Inde ou la Chine. Une enquête Reuters évoque un impact compris entre 0 (compensation avec de nouveaux acheteurs) et 1,5 à 2 Mb/j au maximum. L'AIE intègre pour sa part un recul de 1,4 Mb/j de la production russe entre septembre (9,7 Mb/j) et février prochain (8,3 Mb/j). L'international Energy Forum évoque une perte comprise entre 1 et 3 Mb/j, et estime possible une progression des prix du pétrole à plus de 100 \$/b.

Les mesures du G7 et celles du Royaume-Uni (prix plafond, assurance) pourraient pour leur part affecter au maximum 3,7 Mb/j intégrant 2,4 Mb/j livrés vers les pays non OCDE et la Turquie et les 1,3 Mb/j destinés auparavant à l'UE et

potentiellement réorientés vers de nouvelles destinations (Fig. 4). Le marché est confronté dans ce contexte à trois incertitudes importantes : quelles seront les quantités de l'UE effectivement réorientées ? Quels pays hors OCDE appliqueront le prix plafond ? La Russie refusera-t-elle d'exporter le pétrole dans le cas où un prix plafond est appliqué comme elle l'a annoncé ? Ce prix plafond va-t-il donner une marge de négociation pour les pays qui ne veulent pas appliquer le mécanisme du G7 et qui souhaitent continuer à importer du pétrole russe ? Ces incertitudes contribuent à la pression actuelle sur les prix.

Le président américain maintient la pression sur les producteurs de pétrole. Les dernières statistiques américaines pour la semaine achevée le 28 octobre mettent en évidence une nouvelle stagnation de la production et de l'activité de forage dans ce pays. La production de pétrole s'établit à 11,9 Mb/j, niveau relativement stable depuis avril dernier, et le nombre d'appareil de forage actifs évolue autour de 600 unités depuis juillet (Fig. 5). Dans ce contexte, et en raison des profits exceptionnels annoncés par les compagnies pétrolières¹, le président américain a indiqué fin octobre que ces sociétés avaient « la responsabilité d'agir dans l'intérêt des consommateurs, et de leur pays ; et d'investir en Amérique en augmentant la capacité de production et de raffinage ». Il les a menacées en particulier de payer un impôt plus élevé sur « leurs bénéfices excédentaires ». Il n'est pas sûr que ce discours, à portée électorale avant le rendez-vous de mi-mandat, modifie significativement la stratégie des compagnies pétrolières.

L'enjeu des investissements pétroliers et gaziers. Les compagnies pétrolières mondiales anticipent dans leur stratégie la stagnation ou le recul de la demande pétrolière mondiale (voir scénarios AIE, Fig. 6) ce qui les incite à une certaine prudence en termes d'investissement. Au niveau mondial, les investissements pétroliers et gaziers en exploration/production devraient néanmoins progresser en 2022 à près de 420 G\$ contre 380 G\$ et 350 G\$ les deux années précédentes. Ces niveaux restent néanmoins faibles par rapport aux 500 G\$ de 2019² (Fig. 7). Les anticipations de l'AIE montrent de plus que le montant des investissements estimé en 2022 est insuffisant pour répondre à la demande dans les deux scénarios STEPS et APS (Fig. 8)³. L'AIE souligne d'ailleurs que « les réductions des investissements dans les combustibles fossiles doivent être séquencés avec soin pour éviter les flambées brutales des prix du pétrole ».

Prix du gaz et de l'électricité (Fig. 11 et 12). Les prix de marché du gaz (TTF) sont en très net recul en octobre (73 €/MWh) et début novembre (50 €/MWh) mais les anticipations pour les prochains mois demeurent pour le moment à des niveaux plus élevés de l'ordre de 120 €/MWh sur l'hiver. Les tendances sont similaires pour les prix de l'électricité en base en France qui ont fortement reculé en octobre (186 €/MWh) et début novembre (140 €/MWh) mais qui sont estimés à 900/1000 €/MWh sur les mois de décembre et janvier (contraintes anticipées sur l'offre).

Figure 1 : Prix spot du Brent en 2022

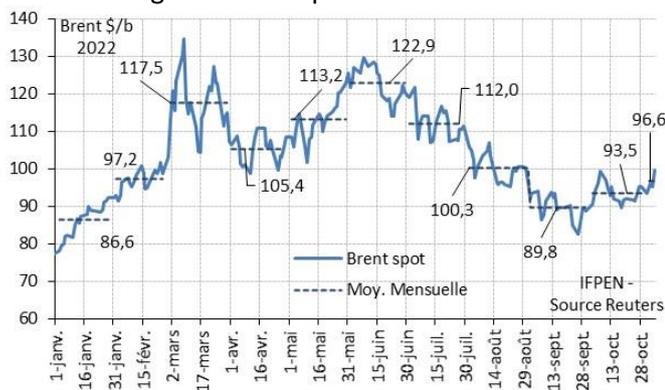


Figure 2 : Indices des marchés financiers



¹ Le président américain a indiqué que six des plus grandes compagnies pétrolières ont gagné, au cours des six derniers mois, plus de 100 milliards de dollars.

² Certains consultants envisagent toutefois un retour à ce niveau dès 2023.

³ L'AIE propose 3 scénarios : le « Stated Policies Scenario » (STEPS) fondés sur les mesures prévues par les Etats, le scénario « Announced Pledges Scenario » (APS) qui repose sur les engagements des Etats, et le « Net Zero Emissions by 2050 » (NZE), scénario objectif qui vise la neutralité carbone en 2050. Les hausses des températures en fin de siècle se situent autour de 2,5 ° C, 1,8 ° C et 1,5 ° C respectivement.

Figure 3 : Exportations russes de pétrole et produits

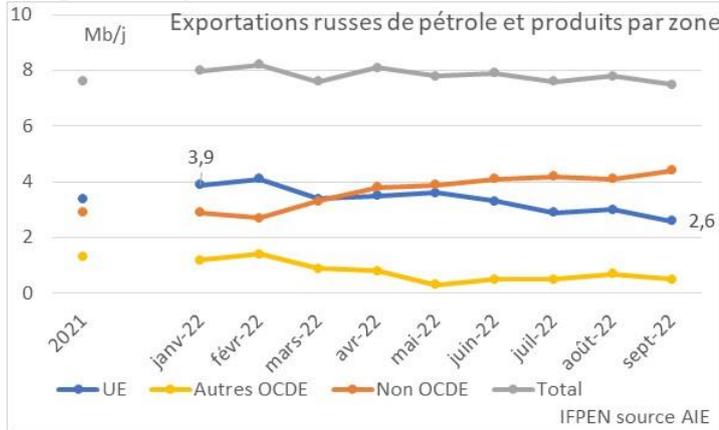


Figure 4 : Exportations russes de pétrole

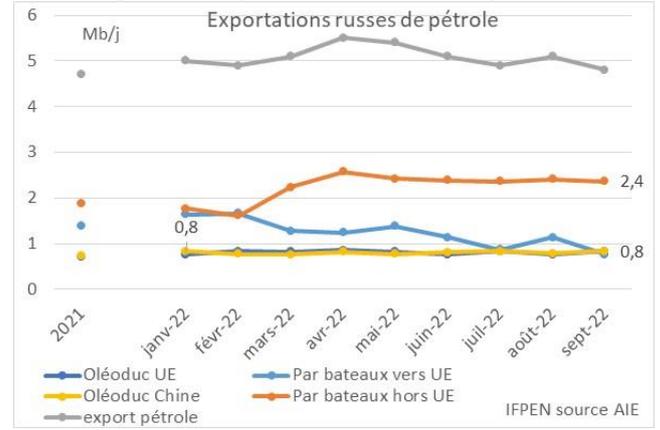


Figure 5 : Production américaine de pétrole et rigs actifs

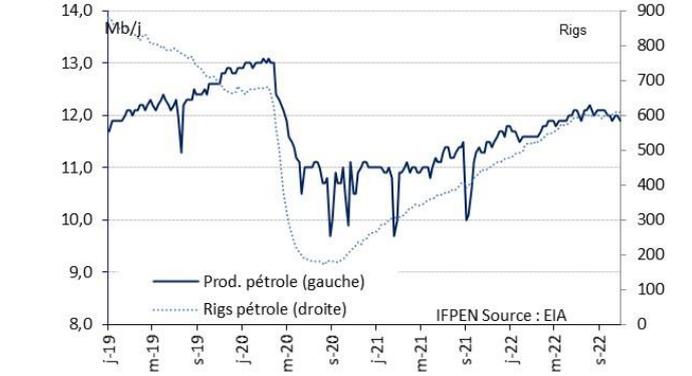


Figure 6 : Production mondiale de pétrole (AIE WEO2022)

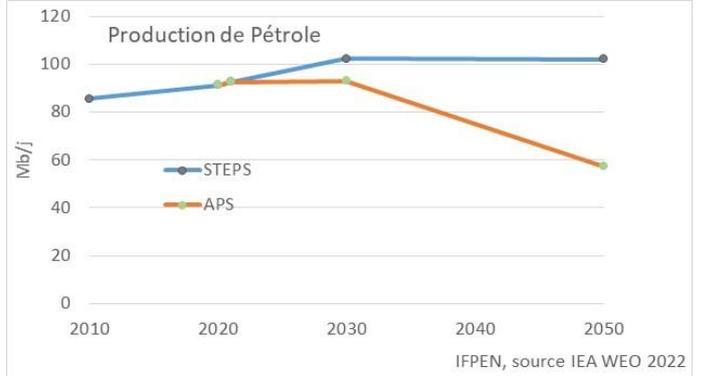


Figure 7 : Investissements en explo/prod dans le monde

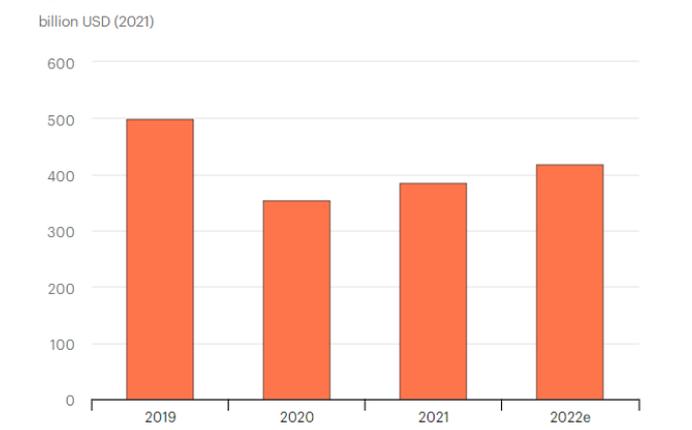


Figure 8 : Investissements dans le secteur pétrolier

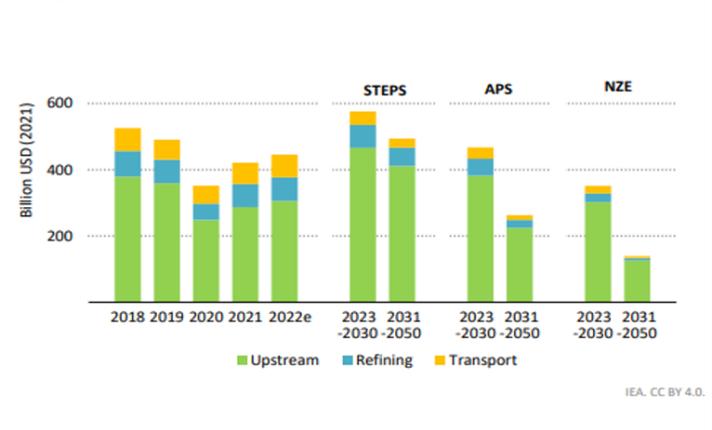


Figure 9 : Ecart prix du Brent et des produits en \$/t

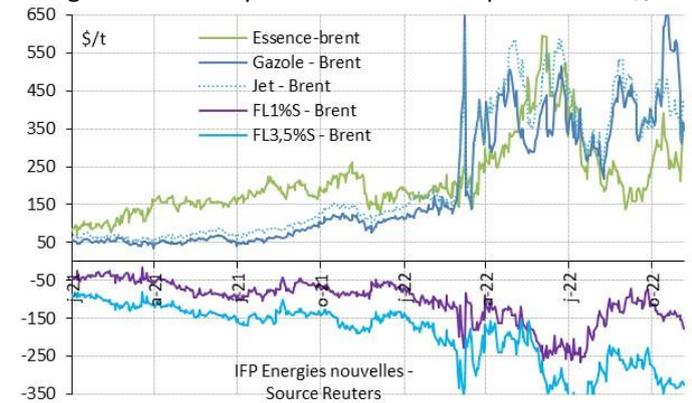


Figure 10 : Prix des produits pétroliers en France

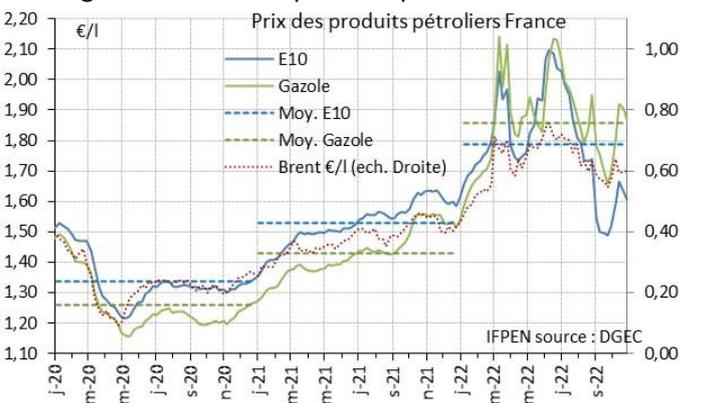


Figure 11 : Prix du gaz (TTF)

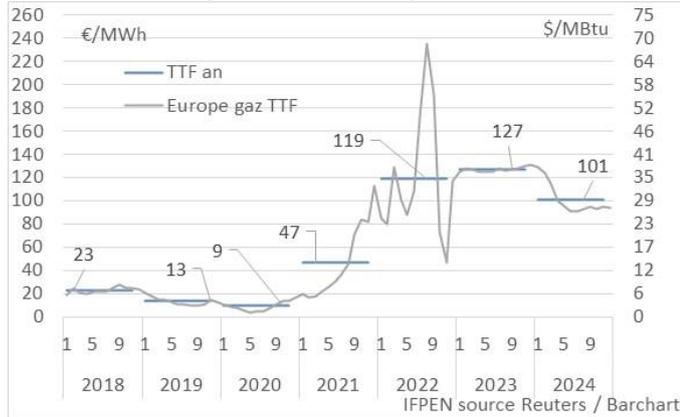
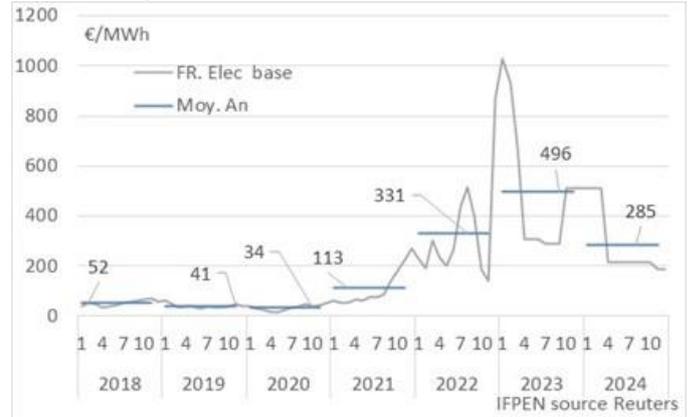


Figure 12 : Prix de l'électricité en France



Annexe : Equilibre Offre / Demande par trimestre (données AIE et OPEP)

Figure A1 : Demande mondiale de pétrole

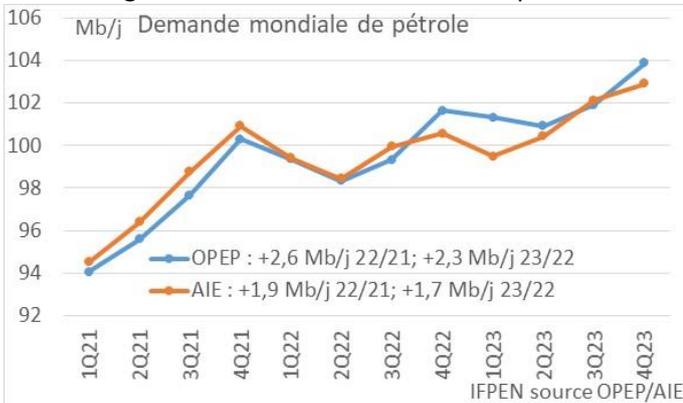


Figure A2 : Production non OPEP

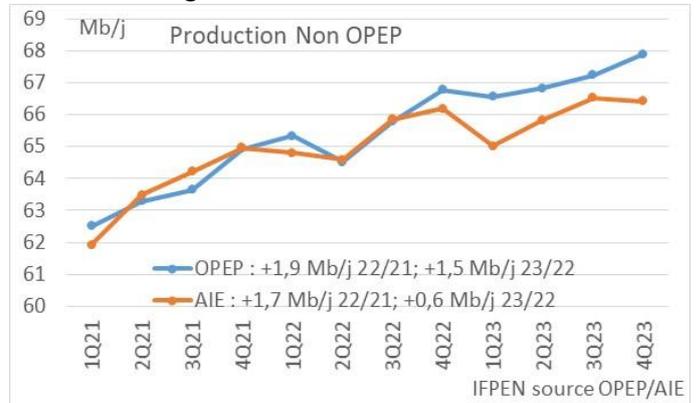


Figure A3 : Prod. et besoin OPEP pour équilibrer le marché

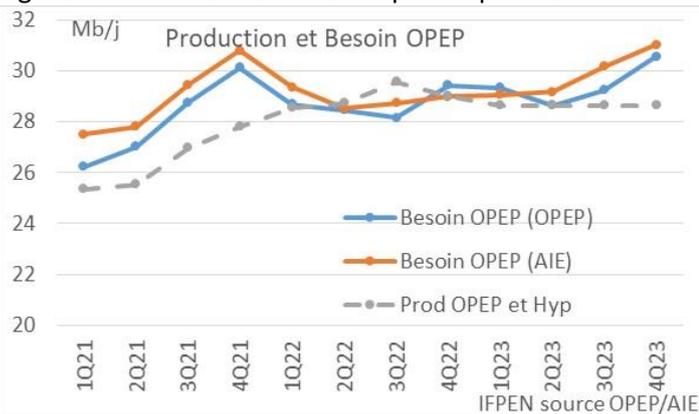
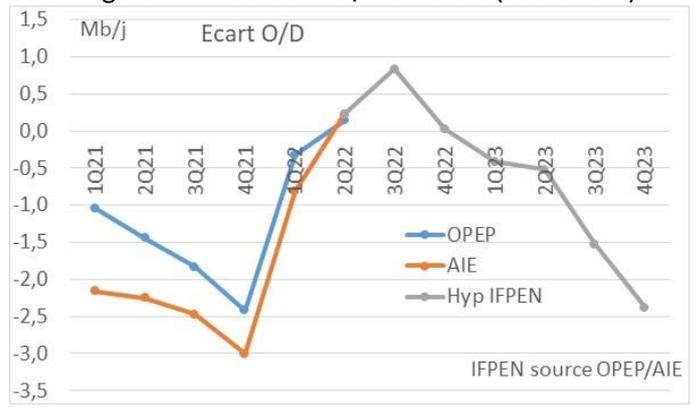


Figure A4 : Ecart Offre / Demande (Scénario 1)



Scénario 1 : pas de hausse de production du Nigeria et de l'Angola

Figure A5 : Demande de pétrole de la Chine

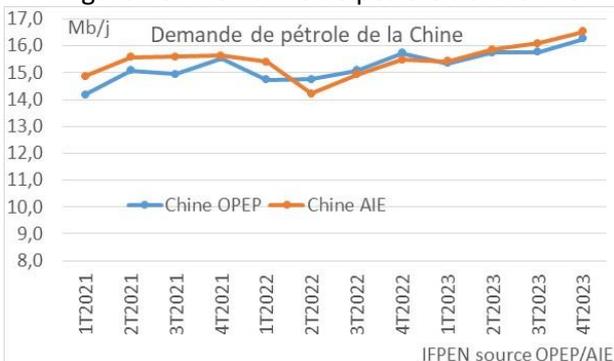


Figure A6 : Production de pétrole et LGN

