

## Un monde pétrolier qui sera durablement impacté par la crise économique liée au Covid-19

**Un prix du pétrole historiquement bas.** Le prix du pétrole s'établit en moyenne mensuelle pour les premières cotations du mois d'avril autour de 21 \$/b contre 32 \$/b en mars et près du triple en janvier dernier (63 \$/b ; Fig. 1). Ces niveaux de prix n'ont jamais été atteints au cours de ces dernières années ni au plus fort de la crise de 2008/2009 (mini 35,5 \$/b), ni après la guerre des prix de fin 2014 à 2016 (mini de 26 \$/b en janvier 2016 ; Fig. 2). Sur la base des prix à terme, la moyenne 2020 est estimée à 38 \$/b actuellement, niveau historiquement bas. Ces niveaux traduisent l'ampleur des effets de la crise en cours entraînant une baisse historique de la demande que les producteurs doivent désormais subir ou gérer (via l'OPEP++ = OPEP+ avec le soutien des Etats-Unis, des [producteurs africains...](#)).

**Un ralentissement du nombre journalier de contaminations dans le monde sous l'effet du confinement.** L'évolution des contaminations au Covid-19 met en évidence une croissance linéaire aux Etats-Unis et dans le reste du monde hors Chine, pays qui a réussi à contrôler la progression de l'épidémie (Fig. 3). Hors Chine, la croissance journalière en nombre ne progresse plus et semble se stabiliser voire amorcer un léger recul (Fig. 4), à un niveau toutefois encore élevé. Un signe d'espoir (à confirmer) qui a permis la semaine passée, grâce aux évolutions favorables dans certains pays européens notamment, de stabiliser les marchés financiers et de réduire l'anxiété des marchés mesurée par l'indice VIX qui se situe à 41 désormais contre un plus haut de 82 le 16 mars, niveau également atteint lors de la crise de 2008.

**Le confinement va entraîner une récession au niveau mondial.** La [Coface](#) prévoit, dans sa dernière analyse trimestrielle, un ralentissement de 1,3 % de la croissance du PIB au niveau mondial, ce qui serait inférieur au recul de 2019. Le [FMI](#) prévoit pour sa part, avec le « Grand confinement », la « pire récession économique depuis la Grande dépression », avec un recul à hauteur de 3,0 % du PIB mondial, dont -6,1 % pour les pays avancés et -1,0 % pour les autres pays (Fig. 5). Les États-Unis (-5,9 %), le Japon (-5,2 %) et la zone euro (-7,5 %) seront en récession comme la Russie (-5,5 %), le Brésil (-5,3 %), le Mexique (-6,6 %) ou l'Afrique du Sud (- 5,8 %). La croissance devrait nettement ralentir, tout en restant positive, en Chine (1,2 %) et en Inde (1,9 %). Le FMI anticipe une reprise en 2021, avec des taux de croissance supérieurs à la tendance (5,8 % contre 2,9 % en 2019), mais le « niveau du PIB restera inférieur à la tendance d'avant l'apparition du virus et la vigueur de la reprise est très incertaine ». La perte de richesse est estimée à 9000 G\$ au total sur 2020 et 2021 soit 10 % environ du PIB mondial.

Le FMI a retenu des prix du pétrole de 35,6 \$/b et 37,8 \$/b pour 2020 et 2021 respectivement (61,4 \$/b e 2019) ce qui correspond à la moyenne des prix à terme actuels. Sur ces bases, les pays producteurs de pétrole seront doublement impactés : par la baisse en volume des exportations et par le recul des prix. A titre d'illustration, le PIB serait en retrait de 2,3 % pour l'Arabie saoudite et de 3,4 % pour le Nigeria en 2020.

En France, la Banque de France estime que, pendant la deuxième quinzaine de mars, l'économie française a perdu environ un tiers de son niveau d'activité. Chaque quinzaine de confinement coûte à peu près 1,5 % de PIB annuel. Le gouvernement français table pour sa part sur un recul de 8% du produit intérieur brut en France en 2020 (FMI : -7,2 %).

**Une baisse historique de la consommation mondiale de pétrole en 2020.** Il est relativement délicat d'anticiper le niveau de la consommation pétrolière en 2020. Dans ce contexte, une simulation par zone a été faite tenant compte du début spécifique du confinement par zone retenue (Chine, Non OCDE hors Chine, trois zones OCDE), d'une durée de deux mois de confinement, et d'un impact de 30 à 50 % sur la demande dans le mois de confinement total. Le scénario table également sur une reprise rapide après déconfinement. Sur la base de ces hypothèses, la demande serait en retrait de 23 Mb/j en avril, de 32 Mb/j en mai et de 21 Mb/j en juin. Elle remonterait autour de 90 Mb/j en juillet (Fig. 6). Sur cette base très incertaine, puisqu'elle dépend des durées effectives de confinement et des conditions de déconfinement, la demande serait en retrait de 8,5 Mb/j sur l'année, se situant à 91,5 Mb/j. Rystad Energy pour sa part, table désormais sur un niveau de retrait similaire (-9,4 Mb/j) ainsi que l'[AIE](#) (-9,3 Mb/j).

**La rupture au sein de l'OPEP+ de début mars.** Le Covid-19 n'est pas le déclencheur des tensions au sein de l'OPEP+, structure associant l'OPEP dont l'Arabie saoudite d'un côté et 10 pays dont la Russie de l'autre. Les hésitations puis le refus de participer à une nouvelle réduction de l'offre de la part de la Russie ne sont probablement pas sans rapport avec la mise en œuvre de nouvelles sanctions mi-février par les américains ciblant une filiale du géant pétrolier russe Rosneft intervenant au Venezuela. Ce refus russe, qui visait le secteur pétrolier américain, a été suivi de la décision saoudienne début mars de lancer la « guerre des parts de marché » en renforçant son offre pour « punir » la Russie et pour en finir avec le « soutien involontaire » de l'OPEP+ accordé aux « shale oil ». La situation a radicalement changé en quelques jours avec la révélation de l'ampleur grandissante des impacts du Covid-19 sur l'économie mondiale et sur la demande pétrolière. Au risque de voir les prix fortement chuter, une action collective devenait nécessaire.

**Le nouveau contexte oblige à une tentative de gestion de l'offre par l'«OPEP++».** Cette situation exceptionnelle a nécessité une remise en cause de la stratégie de rupture au sein de l'OPEP+, dans l'espoir de soutenir le prix du pétrole en dépit des excédents attendus sur le marché. La [baisse annoncée de 9,7 Mb/j en mai et juin](#) par rapport à octobre 2018, correspond à une baisse réelle de 7,5 Mb/j (hors Iran, Libye, Venezuela) par rapport à février 2020. Cet effort devrait être soutenu par des pays hors OPEP+ dont la Norvège, le Canada ou le Brésil. Aux États-Unis, l'EIA prévoit que la production de pétrole brut atteindra en moyenne 11,8 Mb/j en 2020, en baisse de 0,5 Mb/j par rapport à 2019. En 2021, l'EIA prévoit que la production de pétrole brut aux États-Unis continuera de baisser à hauteur de 0,7 Mb/j. L'OPEP+ espère une réduction globale de 5 Mb/j de la part des pays non membres.

**Les capacités de stockage risquent d'être insuffisantes ou saturées.** Sur la base du scénario envisagé de baisse de la demande et d'un recul de la production de l'ordre de 10 Mb/j, les excédents cumulés entre avril et juin se situeraient à 1,4 Gb. Cela signifie que les capacités de stockage disponibles, estimées entre 0,9 et 1,8 Gb, seraient soit insuffisantes, soit saturées. Il serait nécessaire dans ce cas de réduire plus drastiquement encore l'offre pétrolière mondiale, au niveau amont et bien sûr aval (le raffinage sera à l'évidence impacté).

**Impact sur les prix.** Si les capacités de stockage devaient être fortement mobilisées, cela se traduirait d'une part par une baisse sensible des prix en dessous des coûts opératoires et d'autre part par un « contango » renforcé pour favoriser les stockages à coûts élevés. Une fois l'équilibre atteint, le prix pourrait revenir dans sa zone d'équilibre légèrement supérieure à 30 \$/b, niveau suffisant pour couvrir les coûts opératoires. Il ne pourra revenir vers la zone d'équilibre de long terme (60/70 \$/b), favorisant les investissements, qu'une fois l'excédent du marché résorbé. Ceci inclut : 1/ une baisse du niveau des stocks ; 2/ une reprise de la demande. Cela pourrait prendre plusieurs années à l'image de ce que l'on a connu avec le surplus d'offre à partir de 2014 : progression des stocks OCDE entre 2015 et 2017, puis décline en 2018 (Fig. 7).

**Quelle politique OPEP+ à terme ?** La politique OPEP+ avait largement contribué à la réduction des stocks pétroliers sur cette période (2016/2018). Sera-t-elle en mesure de pouvoir poursuivre cette politique ? Une fois que la demande pétrolière sera plus soutenue avec la reprise économique espérée, l'OPEP+ pourrait être tenté de maintenir un niveau de production important afin de réduire le poids des producteurs à coûts élevés, en particulier le Canada et surtout les Etats-Unis. La faiblesse des prix en résultant serait compensée par les volumes. Un scénario envisageable qui éviterait de revivre la même « scène » à savoir devoir s'ajuster face à la progression des « shale oil » dans un monde où la croissance de la demande pétrolière sera en tendance en recul sous l'effet de la transition énergétique.

**Conséquences sur les investissements et les emplois du secteur parapétrolier.** Les prix du pétrole pourraient à nouveau connaître une baisse durable sur un à trois ans. Certaines majors dont TOTAL se placent dans cette hypothèse. C'est pourquoi les compagnies pétrolières ont annoncé des ajustements à la baisse de leurs investissements (-20 et jusqu'à -50 % dans les « shale oil ») et dépenses opératoires, de leur politique de rachat d'actions ou du niveau de dividendes (voir [TB du 16 mars](#)). Cela devrait à nouveau peser sur les emplois du secteur parapétrolier comme lors de la baisse des prix du pétrole que le secteur a connue à partir de fin 2014. Aux Etats-Unis, les [emplois du secteur de l'exploration / production](#) avaient reculé de 30 %, passant de 200 000 personnes début 2015 à 140 000 en janvier 2018. Ils sont remontés depuis à 160 000 personnes. En France, les [effectifs de la filière](#) étaient estimés à 52 800 personnes en 2016, soit en baisse de près de 20% par rapport à leur niveau de 2014. (-7% en 2016 d'après la dernière enquête [Evolen](#)). Au niveau mondial, [Rystad](#) estime que 1 million d'emplois pourraient être détruits dans le monde, soit 20 % du total (5 millions). La baisse atteindrait 30 % pour le secteur des shale oil et autour de 20 % pour les autres secteurs (Fig. 8).

#### **Impact sur la transition énergétique (et la géopolitique pétrolière)**

Il est difficile de tirer toutes les conséquences d'une situation inédite qui impacte le marché énergétique, et plus largement l'économie mondiale, la géopolitique, les relations sociales, qui redéfinit les priorités des politiques publiques en particulier s'agissant du secteur de la santé ou de l'environnement et qui donne une importance nouvelle aux besoins vitaux, exigence équilibrée par plus de solidarité. Sur le plan énergétique et de façon plus directe, la crise en cours pourrait entraîner plusieurs conséquences :

1/ Une exigence sociétale renforcée d'accélérer la transition énergétique avec toutefois des freins liés aux contraintes budgétaires, à l'importance des investissements à engager ou à l'absence de solutions économiques à court terme dans certains cas (nécessité de renforcer la R&D pour réduire les coûts).

2/ Un prix faible du pétrole (durablement) serait de nature à :

- réduire la compétitivité des solutions alternatives que ce soit des nouveaux carburants (biocarburants durables) ou des véhicules alternatifs (véhicules électriques). Une gestion est possible via la taxe CO<sub>2</sub> ou les niveaux de bonus/malus si l'impact sur le pouvoir d'achat reste acceptable.
- avoir des conséquences extrêmement néfastes d'un point de vue social pour les pays producteurs affectés par ailleurs par une baisse de leur production.
- réduire le niveau de l'indépendance énergétique américaine sous réserve d'une adaptation (peu probable) pour réduire les coûts de production.

3/ Un prix faible du gaz naturel (durablement) ) serait de nature à :

- réduire également le déploiement des solutions alternatives (biogaz, biométhane) et la compétitivité des solutions du secteur de l'électricité (éolien, solaire...). (*gestion également possible via la taxe CO<sub>2</sub>, sous réserve des effets sur le pouvoir d'achat et la compétitivité*)
- accélérer le remplacement du charbon dans les centrales (aux contraintes financières près), responsable de 44 % des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> (une centrale au gaz naturel émet moitié moins de CO<sub>2</sub> qu'une centrale à charbon).
- réduire la compétitivité de la production d'hydrogène par électrolyse. (*gestion également possible via la taxe CO<sub>2</sub>, sous réserve des effets sur le pouvoir d'achat et la compétitivité*).

Figure 1 : Prix spots du Brent et du WTI depuis janvier

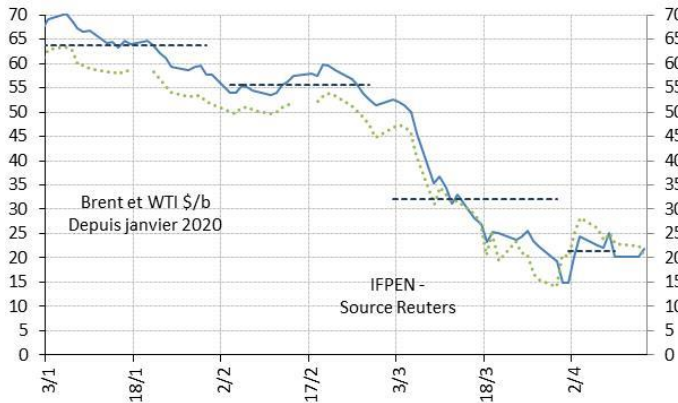


Figure 2 : Prix du Brent depuis 2007

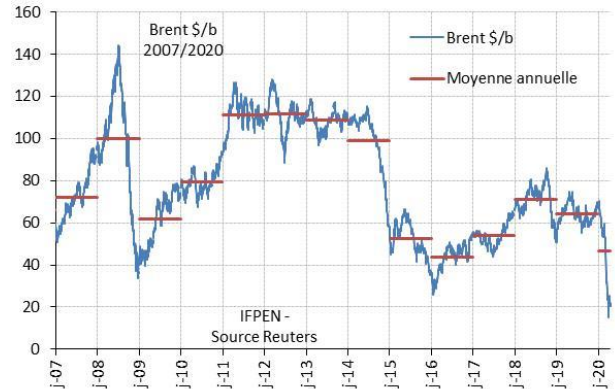


Figure 3 : Contaminations dans le monde

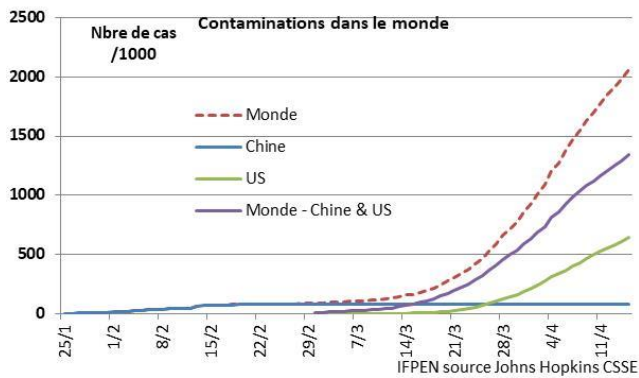


Figure 4 : Croissance journalière des contaminations

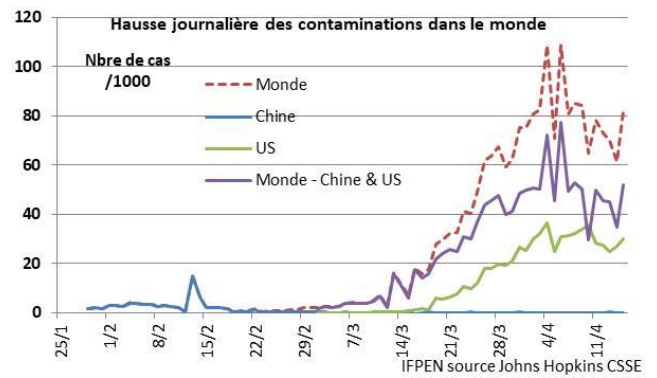


Figure 5 : Prédiction de la croissance du PIB mondial

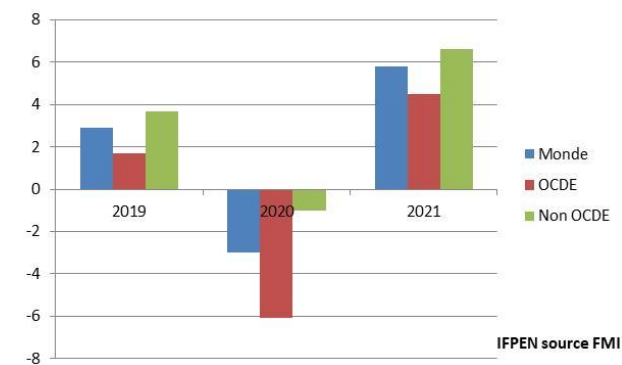


Figure 6 : Estimation de la consommation mensuelle de pétrole

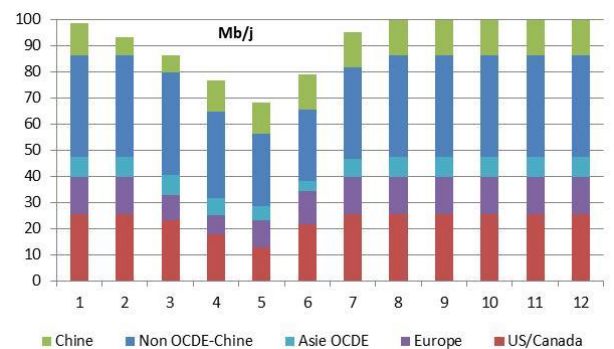


Figure 7 : Stocks OCDE de 2013 à 2020

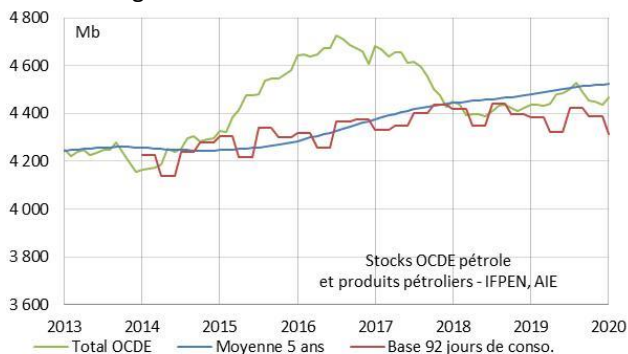
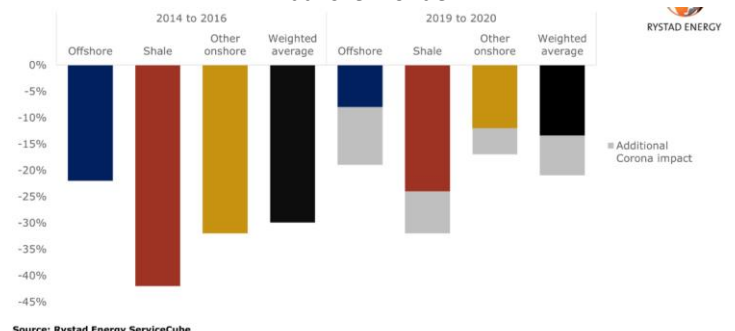


Figure 8 : Pertes d'emplois potentielles du secteur parapétrolier dans le monde



Annexe

Evolution des marchés financiers

Figure 9 : Dow Jones et EuroStoxx50

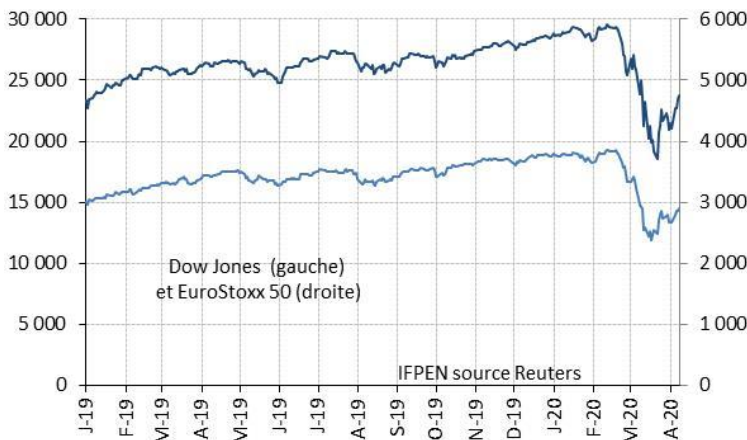


Figure 10 : Indice VIX de volatilité au plus haut le 16 mars, il est en retrait depuis



Evolution des prix des produits pétroliers

Figure 11 : Prix du Gazole et de l'E10 en France

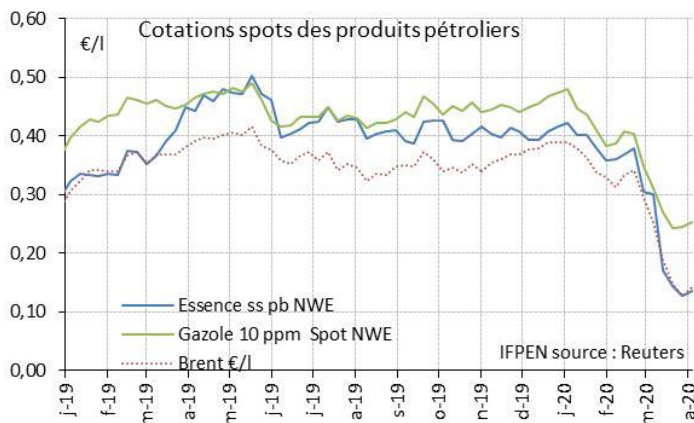
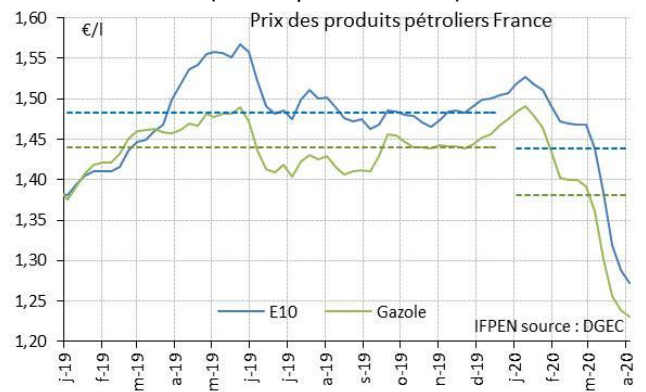


Figure 12 : Prix du Brent et des produits pétroliers (Historique et scénario)



Evolution des prix du gaz naturel (NBP, Henry Hub, GNL Asie JKM)

Figure 13 : Prix mensuels historiques et Futures

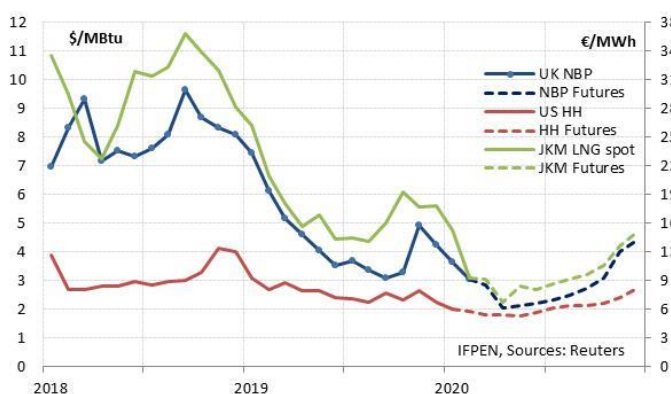
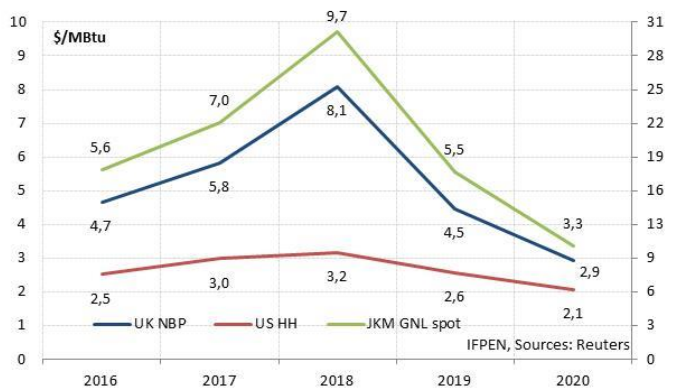


Figure 14 : Prix annuels (2020 base futures)





Evolution des prix de l'électricité (EU, UK) et des coûts de production base gaz et charbon.

Figure 15 : Coûts et prix de l'électricité en France

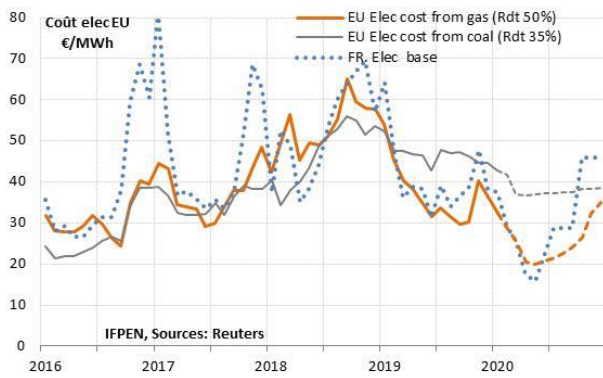


Figure 16 : Coûts et prix de l'électricité au Royaume Uni

