

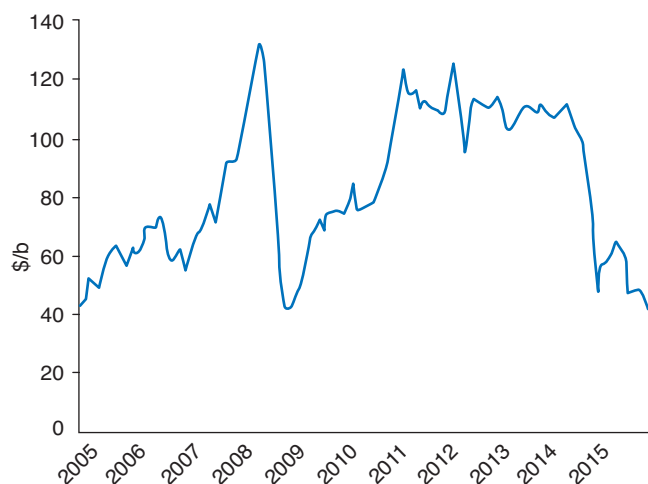
Contexte pétrolier 2015 et tendances

Le Brent s'établit en 2015 à environ 52 \$/b en moyenne, en retrait de près de 50 % par rapport à l'année précédente. Les excédents sur le marché expliquent cette correction baissière. Ils sont le résultat de la production importante de pétrole de schiste (LTO) américain. L'absence d'ajustement de l'offre OPEP, dans le cadre d'une stratégie définie en novembre 2014, contribue à renforcer cette pression sur le prix. Stratégie OPEP et potentiel des LTO seront déterminants pour définir les tendances à venir.

Le Brent perd près de 50 % en 2015

Le Brent s'établit en 2015 à environ 52 \$/b, soit son plus bas niveau depuis dix ans. En moyenne mensuelle, il se situe à moins de 50 \$/b depuis août (38/48 \$/b), proche des cotations de début 2005 ou des points bas de 2008-2009 (41/43 \$/b) au plus fort des incertitudes liées à la crise économique (fig. 1).

Fig. 1 – Prix mensuel du Brent de 2005 à 2015



Source : Reuters

En 2015, le Brent a connu des évolutions assez heurtées qui peuvent se résumer en trois grandes périodes :

- effondrement au mois de janvier à 47 \$/b, phase ultime du recul initié en juin 2014 (112 \$/b),

- remontée progressive des cours jusqu'à 64 \$ en mai, sous l'effet, en particulier, du risque géopolitique lié à l'intervention de l'Arabie saoudite au Yémen, lancée le 25 mars,
- baisse régulière ensuite qui a entraîné le Brent à moins de 50 \$/b à partir du mois d'août en raison du gonflement des stocks de pétrole sur le marché et de la progression du dollar.

Le contexte économique incertain, susceptible de peser sur la demande de produits pétroliers, n'a fait que renforcer cette perception. Elle a été aussi favorisée par la signature d'un accord avec l'Iran sur le nucléaire, le 1^{er} juillet 2015, qui devrait aboutir à la levée progressive de l'embargo sur ce pays.

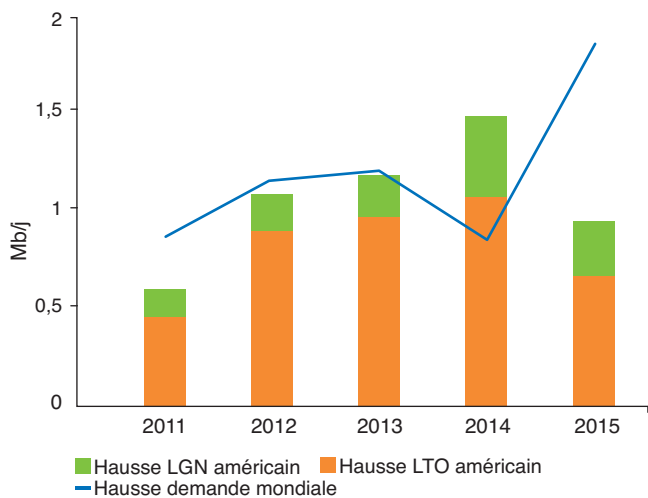
Ajustement du prix pour tenter d'éliminer les excédents

Ce retournement du marché en 2015 est le résultat de la montée en puissance extrêmement rapide de la production des pétroles issus des bassins de schiste (LTO et LGN associés¹) et du ralentissement de la croissance de la demande, après une période de prix très élevés (supérieure à 100 \$/b pendant quatre ans). Sur les huit dernières années, la hausse s'établit à 6 Mb/j (4,5 pour les LTO + 1,5 Mb/j pour les LGN), volume équivalent à la moitié de la production de l'Arabie saoudite. À partir de 2012, la progression annuelle a été équivalente, voire supérieure à celle de la demande mondiale de pétrole (fig. 2).

(1) LTO : Light Tight Oil soit les huiles de schiste. LGN : Liquides de gaz naturel

Contexte pétrolier 2015 et tendances

Fig. 2 – Croissance annuelle de l'offre américaine (LTO et LGN) et de la demande pétrolière mondiale de 2011 à 2015



Sources : AIE et EIA

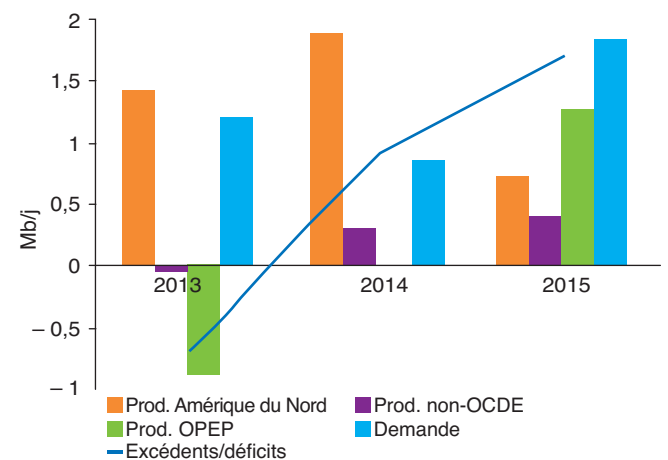
Le marché international a été impacté *via* la réduction depuis 2007 des importations américaines de pétrole et de produits pétroliers à hauteur respectivement de 3 et 4 Mb/j. Les États-Unis restent importateurs nets de pétrole (6,8 Mb/j contre 10 Mb/j en 2007) mais sont devenus, en 2011, exportateurs de produits pétroliers (1,7 Mb/j exportés). La levée de l'interdiction d'exporter du pétrole² brut, votée le 18 décembre 2015, facilitera la fluidité du marché intérieur américain et pourrait aussi favoriser une exploitation plus intense des LTO.

L'importance du potentiel de LTO et l'atonie de la demande ont conduit au changement de stratégie de l'Arabie saoudite. La politique traditionnelle de l'OPEP de défense du prix aurait en effet favorisé leur développement et impliqué des ajustements baissiers croissants de la production du cartel. Le choix de l'Arabie saoudite a donc été de laisser le marché fixer le prix d'équilibre.

En 2015, l'équilibre passait par la réduction des excédents et donc par un recul significatif des prix afin de favoriser la demande et de réduire l'offre. La demande a effectivement connu une croissance particulièrement forte à hauteur de 1,8 Mb/j (autour de 1 Mb/j en 2013 et 2012, fig. 3).

Côté offre, la croissance de la production pétrolière américaine a été sensiblement ralentie, augmentant de 0,9 Mb/j "seulement" contre 1,5 Mb/j en 2014. C'est le résultat de la réduction massive de l'activité de forage de l'ordre de 50% par rapport à 2014, en réaction à la baisse des prix.

Fig. 3 – Accroissement annuel de l'offre et de la demande mondiales de pétrole et écarts offre/demande de 2013 à 2015



Source : AIE

Mais, dans le même temps, l'OPEP, dans le cadre de la nouvelle stratégie de défense de ses parts de marché, a renforcé son offre de 1,1 Mb/j. L'Arabie saoudite et l'Irak en sont à l'origine pour moitié chacun. Cela a contribué à maintenir des excédents importants de 1,7 Mb/j en moyenne en 2015 (fig. 3), soit près de 2% de la demande mondiale.

Un début de rééquilibrage du marché en 2016 ?

En 2016, de nombreux paramètres sont susceptibles d'impacter le marché pétrolier comme les fluctuations des marchés financiers et monétaires ou le niveau de la croissance économique mondiale. La progression de la demande pétrolière en dépendra pour une large part (+1,2 Mb/j anticipée, en 2016, par l'AIE contre 1,8 Mb/j prévue en 2015).

Concernant l'offre, l'incertitude principale pour les non-OPEP porte sur l'effet de la baisse de 20% environ des investissements dans l'amont en 2015 sur la production à venir. Compte tenu des délais de l'ordre de cinq ans entre les investissements et les mises en production, l'impact devrait être modeste à court terme.

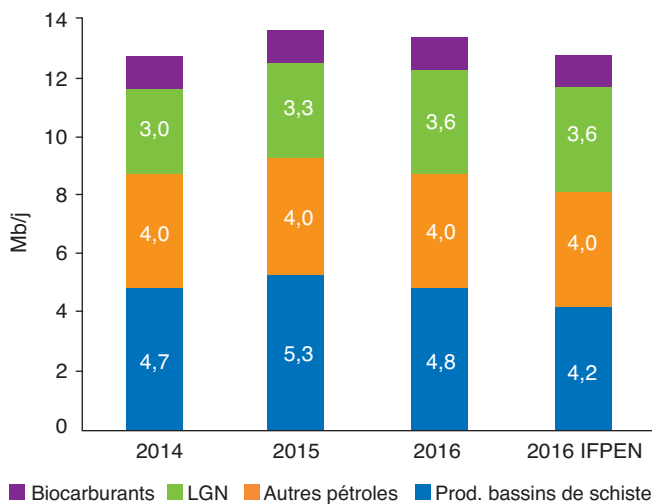
Les huiles de schiste produites aux États-Unis sont en revanche plus réactives au prix. L'EIA³ anticipe ainsi un recul de 0,5 Mb/j dès 2016, compensé en partie par les LGN à hauteur de 0,3 Mb/j (fig. 4). Des simulations réalisées par IFPEN permettent d'envisager un déclin plus marqué de 1,1 Mb/j pour les LTO, soit 0,8 Mb/j en tenant compte de l'effet LGN.

[2] Voir étude EIA, *Effects of Removing Restrictions on U.S. Crude Oil Exports*, septembre 2015

[3] EIA : U.S. Energy Information Administration, administration américaine de l'énergie

Contexte pétrolier 2015 et tendances

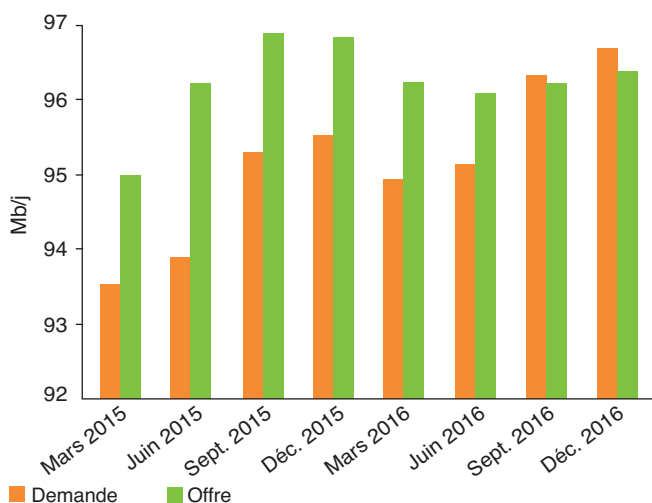
Fig. 4 – Production américaine de liquides pétroliers et de biocarburants de 2014 à 2016



Source : EIA

Côté OPEP, différents facteurs sont susceptibles d'impacter la production : maintien de la stratégie de défense des parts de marché, potentiel de croissance des principaux pays membres (Irak en particulier, voire Libye si la situation le permet) et contexte géopolitique. Il faudra aussi tenir compte des effets de la levée de l'embargo sur l'Irak, avec un potentiel de 0,5 Mb/j supplémentaire à court terme et probablement plus à moyen terme⁴.

Fig. 5 – Bilan offre/demande par trimestre en 2015 et 2016



Source : AIE

Si l'on s'en tient aux dernières perspectives de l'AIE et en supposant l'offre OPEP au niveau de novembre 2015, il apparaît que l'équilibre du marché pourrait se tendre

[4] L'AIE, dans son rapport de long terme, envisage une production de 4,4 Mb/j en 2020 et 5,4 Mb/j en 2040 contre 3,5 Mb/j en 2015. Le potentiel serait encore plus élevé pour l'Irak : 4,6 et 8,2 Mb/j respectivement contre 4 Mb/j en 2015

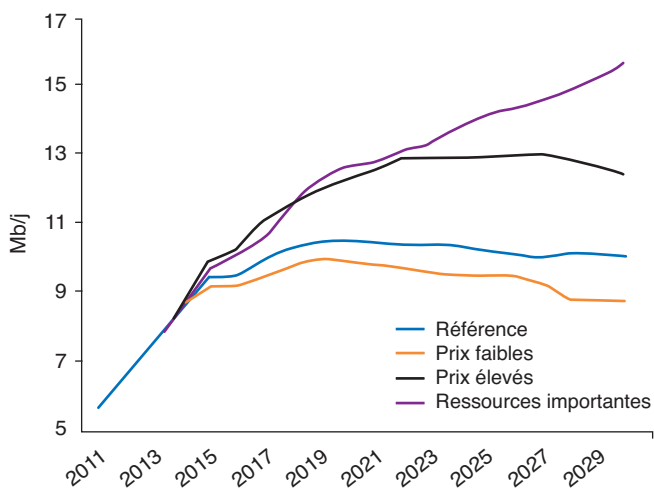
à partir du second semestre 2016 (fig. 5). Cela signifie, si les excédents se résorbent effectivement, une moindre pression baissière sur le prix.

LTO et stratégie OPEP : quelles perspectives ?

En dehors des paramètres traditionnels d'incertitudes du marché, les LTO et la politique de l'OPEP sont au cœur des transformations en cours.

Côté LTO, les perspectives de long terme publiées par l'EIA en 2015 pour les États-Unis confirment la très forte sensibilité de la production de pétrole au prix (fig. 6). Cependant, même pour des prix faibles du pétrole, l'EIA envisage une hausse de la production au moins jusqu'en 2020, mais à des niveaux modestes.

Fig. 6 – Prévisions de la production américaine de pétrole suivant quatre scénarios



Source : EIA

Cela illustre à la fois l'importance des ressources potentielles et la résilience de ces pétroles du fait des importantes réductions de coûts réalisées dans ce secteur, résultat des progrès techniques, mais aussi de la renégociation des contrats de service⁵. Des coûts de production de 30/60 \$/b sont désormais évoqués contre 50/80 \$/b auparavant.

Cette situation n'est évidemment pas très favorable à l'OPEP, puisque toute hausse significative du prix du pétrole pourrait aboutir à une relance de l'activité de forage aux États-Unis et donc à une production plus élevée de LTO.

[5] Les progrès se chiffrent depuis 2013 en dizaines de % que ce soit pour le coût et la durée des forages ou pour les indicateurs par puits, longueur latérale, nombre de fracturations ou volumes récupérés

Contexte pétrolier 2015 et tendances

La marge de manœuvre du cartel est donc très faible. Elle se limite à éviter un possible effondrement des prix sous réserve de pouvoir mettre en place une politique coordonnée... Mais cela impose une discipline qui a toujours été difficile à mettre en œuvre.

L'Arabie saoudite a pourtant évoqué, fin novembre 2015, sa volonté de stabiliser les cours *via* une coopération des pays OPEP et non-OPEP. Mais si un accord OPEP est délicat à imaginer, il semble encore plus illusoire entre tous les pays producteurs, ce qui n'a jamais été le cas par le passé.

L'Arabie saoudite a également souligné, en novembre dernier, sa capacité à financer des déficits *via* l'endettement si nécessaire. Une façon de rappeler que, sans partage du fardeau, il ne se passera rien et que ce pays peut résister à des prix bas. Ce n'est pas le cas pour de nombreux pays producteurs soumis à une pression budgétaire extrêmement forte (Irak, Iran, Algérie, Nigeria, Venezuela, etc.).

Entre les limites fixées par les LTO, les ambitions pétrolières individuelles et les oppositions géopolitiques, il paraît peu probable que la stratégie actuelle de l'OPEP soit remise en cause. La situation budgétaire tendue des pays membres pourrait toutefois inciter ces pays à trouver un accord minimal dans le but d'éviter un effondrement possible des cours.

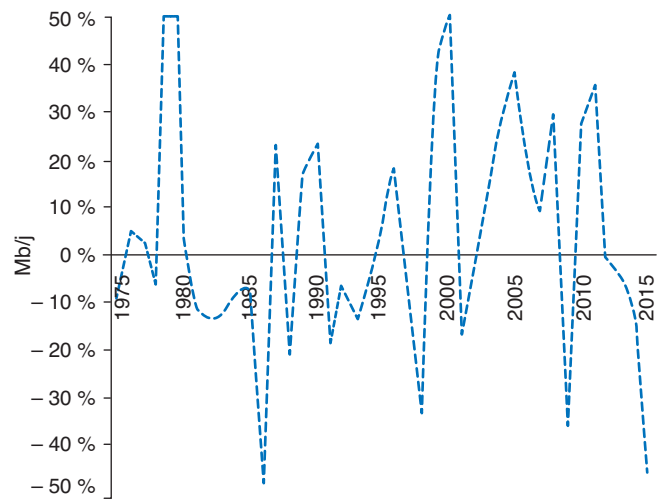
Éclairage du passé : les oscillations du prix du Brent

Les évolutions passées du prix du Brent mettent en évidence des épisodes de corrections des prix extrêmement importantes d'une année sur l'autre. Ainsi, la baisse observée en 2015 (-47%) se rapproche, en valeur relative (fig. 7), de ce qui s'est passé en 1986 suite au contre-choc (-49%), ou en 1998 (-34%) et 2009 (-36%) suite à des crises économiques. En valeur absolue en revanche, il n'y a pas eu de recul aussi fort sur un an qu'en 2015.

Il convient néanmoins de noter des similitudes entre la période 1980-1986 et la situation actuelle. L'OPEP n'a pas réussi, dans les deux cas, à endiguer les conséquences de plusieurs années de prix très élevés, en particulier, la hausse de l'offre des non-OPEP et le ralentissement de la demande. En 1986 comme en 2014, l'Arabie saoudite a fini par refuser de jouer son rôle de producteur d'appoint, pour enrayer l'érosion de ses parts de marché.

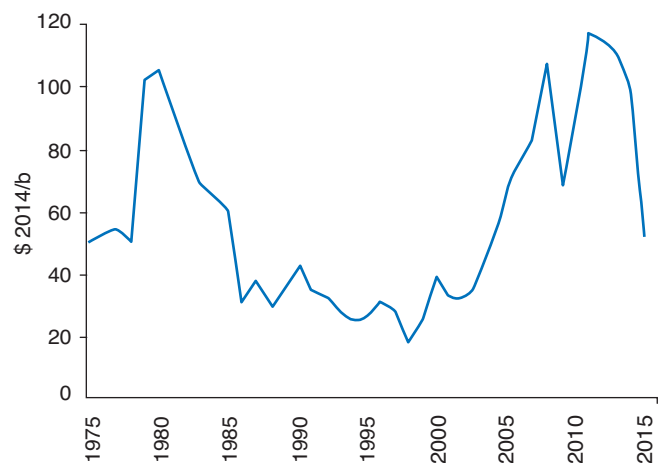
Après 1986, le prix du pétrole a connu sur une décennie un effrètement régulier (fig. 8). Un tel scénario de prix bas sur une période assez longue n'est pas à exclure. Si les coûts des LTO se maintiennent aux niveaux des 30/60 \$/b avec des volumes suffisants pour faire face aux besoins futurs du marché, alors le scénario "prix bas durable" devient envisageable.

Fig. 7 – Variations annuelles du prix du Brent depuis 1975



Source : BP

Fig. 8 – Prix du Brent en \$ constant 2014 depuis 1975



Source : BP

Les scénarios possibles d'évolution du prix

Le premier scénario, évoqué précédemment, dépend de la capacité de l'OPEP et des LTO à faire face à l'accroissement de la demande future. Si tel est le cas, le prix plafond sera défini par le coût maximum des LTO mobilisés.

Dans le second scénario, l'offre à coûts faibles est au contraire insuffisante, ce qui imposerait de recourir à des pétroles plus coûteux. Cela pourrait être le résultat d'une demande soutenue, d'un changement de stratégie OPEP ou d'une contrainte sur l'offre pour des raisons géopolitiques. Le recul actuel des investissements dans l'amont peut également aboutir à ce type de tensions.

Contexte pétrolier 2015 et tendances

Une volatilité à la hausse en situation de déficit important (exemple de 2008) ou à la baisse en situation d'excédent (exemple de 2015) est susceptible de "bousculer" ces deux trajectoires.

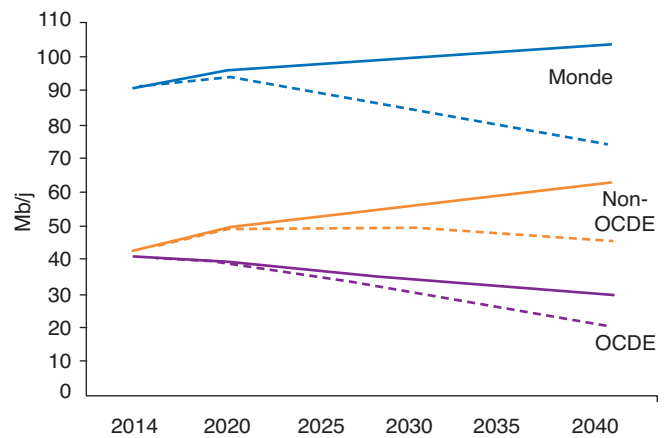
La transition énergétique va-t-elle bouleverser la donne sur le marché pétrolier ?

La réduction du poids des énergies fossiles, dont le pétrole, dans la consommation énergétique mondiale fait partie des impératifs pour espérer limiter la hausse future des températures à 2°C.

En termes d'émissions de CO₂, le pétrole représente une part de 34 % environ du total émis par le secteur énergétique, contre 45 % pour le charbon et 20 % pour le gaz naturel. Ses émissions sont, pour une large part (65%), concentrées dans le secteur du transport.

D'ici 2040, elles pourraient progresser de 10% alors qu'il faudrait, pour respecter la limite des 2°C, une réduction de 29 %⁶. Cela implique un recul de 39 Mb/j de la consommation mondiale en 2040, dont 17 Mb/j pour les pays émergents. Pour les pays industrialisés, dont la consommation décroît depuis 2005, il faudrait accentuer cet effort pour atteindre une baisse de 10 Mb/j (fig. 9).

Fig. 9 – Demande pétrolière par zone et par scénario (scénario tendanciel en plein et 450 ppm en pointillé) - 2014/2040



Source : AIE

Une telle inflexion du scénario tendanciel nécessite à la fois des solutions technologiques nouvelles (biocarburants, GNV, hybride, électrification, etc.) mais aussi des options de mobilité optimisées. La montée en puissance d'une taxe CO₂ sur les produits pétroliers serait également de nature à infléchir la consommation : 30 €/tCO₂ représenteraient respectivement 6,7 et 7,8 ct€/l pour l'essence et le gazole.

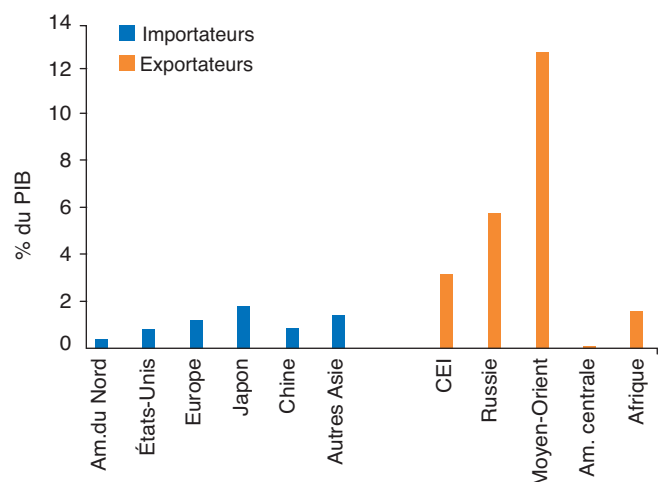
Guy Maisonnier – guy.maisonnier@ifpen.fr
Manuscrit remis en décembre 2015

Les impacts macroéconomiques de la baisse du prix du pétrole

Les conséquences macroéconomiques de la chute du prix du pétrole sont très négatives pour les pays exportateurs. Ainsi, pour le Moyen-Orient dans son ensemble, les montants en jeu, de l'ordre de 360 G\$, représentent 12% du PIB (fig. 10). L'Arabie saoudite a indiqué avoir les moyens, *via* un endettement croissant, de faire face à ce choc.

En revanche, pour les autres pays exportateurs du Moyen-Orient et d'Afrique du Nord, les conséquences budgétaires seront très difficiles à gérer alors que la région est en proie à une intensification des **conflits**⁷. Pour la Russie, plus important exportateur de pétrole que de gaz, l'impact se situe à près de 6 % du PIB.

Fig. 10 – Impact d'un prix passant de 100 à 50 \$/b sur les échanges pétroliers en % du PIB par zones/pays



Source : BP

⁶ Source AIE, World Energy Outlook 2015, scénario NPS tendanciel et scénario 450 ppm
⁷ Voir le rapport du FMI, Perspectives économiques régionales pour le Moyen-Orient et l'Asie centrale, octobre 2015

Contexte pétrolier 2015 et tendances

Pour les pays importateurs, les enjeux macroéconomiques sont souvent significatifs, puisque les impacts se situent autour de 1 à 2 % du PIB. L'effet sur l'économie est néanmoins incertain dans la mesure où il dépend de l'allocation de ces montants entre épargne, actionnariat et investissements. Pour la France, le recul de la facture pétrolière est estimé à 16 G€ en 2015 soit près de 0,8% du PIB. Il s'agit d'un coup de pouce bienvenu pour la croissance...

Les impacts sur le prix des énergies

Parmi les autres conséquences de la baisse du prix du pétrole, il convient de citer les ajustements du prix des produits pétroliers. En valeur absolue, ils évoluent bien en cohérence avec la baisse du prix du pétrole exprimé dans la même monnaie (fig. 11).

En France, par exemple, les prix de l'essence et du gazole ont reculé d'environ 12 à 13 ct€/l entre 2014 et 2015. C'est en ligne avec les évolutions du marché, puisque le prix du pétrole, exprimé en euros, a perdu 16 ct€/l. La baisse de l'euro (- 16 % entre 2014 et 2015) n'a pas permis d'engranger l'intégralité de la baisse du prix du pétrole, exprimée en dollars, qui a atteint 29 ct\$/l (base 1 baril = 159 l).

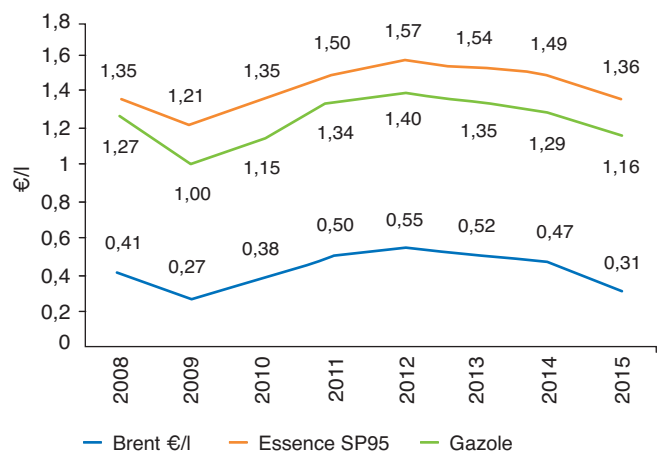
Le calcul en valeurs relatives est impacté par le poids des taxes et les effets des taux de change, ce qui explique les écarts sur les évolutions des prix. Ainsi, en France, les prix TTC de l'essence et du gazole ont reculé de 8 à 9 % contre 35 % pour le Brent en euro et 47 % pour le Brent en dollar.

Concernant les autres énergies, l'influence du prix du pétrole est assez limitée. C'est vrai pour le charbon mais aussi de façon croissante pour le prix du gaz (fig. 12), qui dépend de plus en plus de l'équilibre offre/demande sur les marchés spot. Seule exception de taille, le marché du gaz liquéfié (GNL) asiatique, qui reste dépendant du marché pétrolier.

Pour le marché de l'électricité, qui dépend surtout du gaz naturel, du charbon, des énergies renouvelables (ENR) et du CO₂, l'effet de la baisse du prix du pétrole est quasiment nul. Les politiques de soutien aux ENR de ce secteur seront de ce fait peu affectées.

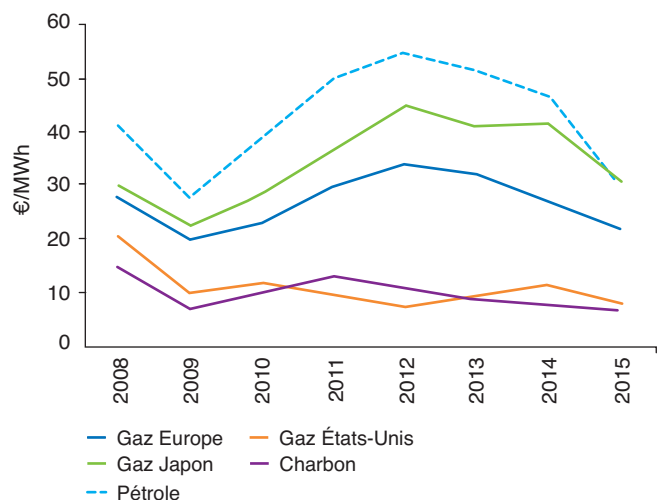
Ce pourrait être en revanche un frein potentiel pour les options de remplacement du pétrole : nouvelles énergies (biocarburants, etc.), motorisations ou solutions alternatives de mobilité (transport en commun, auto-partage, etc.). Tout dépendra de la durée de cette phase baissière sur le prix et de la volonté des gouvernements de maintenir leurs politiques incitatives.

Fig. 11 – Prix du Brent (€/l) et des produits pétroliers (€/l) en France depuis 2008



Source : MEDDE, Reuters

Fig. 12 – Prix annuel des énergies en €/MWh de 2008 à 2015



Source : MEDDE, Reuters/BP