

Réunion de l'OPEP : beaucoup de bruit pour rien ?

par [Céline Antonin](#)

Le 30 novembre 2017, les pays membres de l'OPEP ont décidé de prolonger de neuf mois, jusqu'à décembre 2018, leur accord de 2016 prévoyant un plafonnement de production avec des quotas par pays. D'autres pays producteurs associés à l'accord, Russie en tête, ont décidé de continuer à coopérer en prolongeant également leur accord de baisse de production.

Etant très attendu et anticipé par le marché, cet accord n'est pas une surprise. D'autant que derrière l'unité affichée, il a mis en exergue des divergences entre pays : d'un côté, la position très modérée de la Russie, qui a traîné des pieds pour signer l'accord ; de l'autre, la position volontariste de l'Arabie saoudite de reprendre un management plus actif des cours, après plusieurs années de relâchement. Les pays pétroliers sont toujours partagés entre d'un côté, la volonté de soutenir les cours et d'équilibrer leurs finances publiques, et de l'autre, la crainte constante de se voir voler des parts de marché par l'inexorable montée en puissance du pétrole de schiste étatsunien. Etant donnée cette double contrainte, et la situation de progressif rééquilibrage entre offre et demande dans les deux prochaines années, nous considérons que le pétrole devrait évoluer autour de 59-60 dollars le baril pour 2018 et 2019.

Certes, la demande mondiale continue de progresser, portée par les pays émergents et les États-Unis, mais l'offre globale demeure abondante (tableau 2). Dans notre prévision d'octobre 2017, nous avons anticipé un maintien des quotas jusqu'en mars 2018 ; nous l'avons prolongé jusqu'en décembre 2018, ce qui se traduit par une offre légèrement moins abondante en 2018 (-0,2 Mbj par rapport à la prévision d'octobre 2017).

Le retour à un management actif depuis fin 2016

Depuis 2014, sous l'impulsion de l'Arabie saoudite, les pays de l'OPEP ont laissé perdurer, voire tacitement encouragé une situation d'offre abondante, dans le but de maintenir des prix bas et d'évincer une partie de la production non-conventionnelle américaine, afin de garantir ses parts de marché. Pourtant la position du royaume saoudien a changé fin 2016 : d'abord, la stratégie offensive vis-à-vis du pétrole de schiste américain n'a pas vraiment porté ses fruits, et la production s'est poursuivie à un rythme soutenu. En outre, la forte baisse des prix a fortement dégradé les finances publiques saoudiennes. Le déficit public est ainsi passé de 3,4 % du PIB en 2014 à 15,8 % en 2015, puis 17,2 % en 2016. Par ailleurs, l'Arabie saoudite cherche à moderniser son économie et à privatiser l'entreprise étatique pétrolière, Saudi Aramco, et pour cela, elle a besoin d'un pétrole plus cher et plus rentable.

Pour tenter de faire remonter les prix du baril, les pays de l'OPEP ont mobilisé à l'extérieur du cartel, en associant plusieurs autres pays non membres, notamment la Russie. Deux accords de baisse de production ont été conclus fin 2016^[1], conduisant à une baisse concertée de près d'un million de barils par jour (Mbj) pour les membres de l'OPEP et de 0,4 Mbj pour les autres producteurs (tableau 1). Ces accords ont-ils été respectés et ont-ils permis de faire remonter les prix ? Pas réellement. Un an après l'accord, les pays concernés respectent certes à hauteur de 80 % les plafonds de production, mais de façon très inégale. Ce retrait d'1,3 Mbj du marché n'a pas eu d'impact fort sur les prix, pour quatre raisons :

1. D'abord, le fait que la référence retenue pour établir les baisses de production ait été le niveau d'octobre 2016, à savoir un niveau élevé pour plusieurs pays ;
2. Par ailleurs, trois pays de l'OPEP ont été « épargnés » par les baisses de production. L'Iran s'est ainsi vu

accorder un plafond de production de 4 Mbj (0,3 Mbj de plus qu'en octobre 2016), pour lui permettre de retrouver son niveau d'avant les sanctions occidentales. De même, la Libye ou le Nigéria n'ont pas été soumis à un plafond de production, or ils ont connu une forte hausse de production entre octobre 2016 et juillet 2017 (460 000 barils par jour pour la Libye et 190 000 barils par jour pour le Nigéria) ;

3. En outre, la production des pays hors OPEP a continué sa progression dynamique : la production des États-Unis a ainsi augmenté de 1,1 Mbj entre octobre 2016 et juillet 2017, et celle du Brésil de 0,3 Mbj, ce qui a largement contrebalancé la baisse de la production russe (-0,3 Mbj) ou mexicaine (-0,1 Mbj) ;
4. Enfin, les stocks demeurent à des niveaux élevés : ils représentent 102 jours de demande aux États-Unis et 99 jours de demande dans les pays de l'OCDE.

Tableau 1. Respect des accords de baisse de production, octobre 2017

En millions de barils/jour

| | Production octobre 2017 | Référence : octobre 2016 | Engagement de baisse de production | Baisse effective | Respect des engagements |
|------------------------|-------------------------|--------------------------|------------------------------------|------------------|-------------------------|
| Pays de l'OPEP | | | | | |
| Algérie | 1,02 | 1,05 | -0,05 | -0,03 | 60 % |
| Angola | 1,68 | 1,60 | -0,08 | 0,08 | -103 % |
| Équateur | 0,54 | 0,55 | -0,03 | -0,01 | 38 % |
| Guinée équatoriale | 0,14 | 0,16 | -0,01 | -0,02 | 167 % |
| Gabon | 0,20 | 0,20 | -0,01 | 0,00 | 0 % |
| Iran | 3,85 | 3,70 | 0,09 | 0,15 | 167 % |
| Irak | 4,36 | 4,54 | -0,21 | -0,18 | 86 % |
| Koweït | 2,74 | 2,91 | -0,13 | -0,17 | 130 % |
| Qatar | 0,61 | 0,65 | -0,03 | -0,04 | 133 % |
| Arabie Saoudite | 10,16 | 10,55 | -0,49 | -0,39 | 80 % |
| Emirats arabes unis | 2,91 | 3,07 | -0,14 | -0,16 | 115 % |
| Venezuela | 1,91 | 2,09 | -0,10 | -0,18 | 189 % |
| Total OPEP 12 | 30,12 | 31,07 | -1,18 | -0,95 | 81 % |
| Libye | 0,96 | 0,55 | | | |
| Nigéria | 1,69 | 1,47 | | | |
| Total OPEP 14 | 32,77 | 33,09 | | | |
| Pays hors OPEP* | | | | | |
| Azerbaïdjan | 0,80 | 0,83 | -0,04 | -0,03 | 86 % |
| Kazakhstan | 1,91 | 1,79 | -0,02 | 0,12 | -600 % |
| Mexique | 2,27 | 2,42 | -0,10 | -0,15 | 150 % |
| Oman | 1,01 | 1,02 | -0,05 | -0,01 | 22 % |
| Russie | 11,13 | 11,45 | -0,30 | -0,32 | 107 % |
| Total hors OPEP | 17,12 | 17,51 | -0,50 | -0,39 | 78 % |

Source : EA pour les données de production, Agence Internationale de l'Énergie (Oil Market Report) pour les plafonds de production.
* On ne présente ici que les principaux pays hors OPEP ayant pris un engagement de baisse de production.

L'accord du 30 novembre 2017 ne change pas la donne

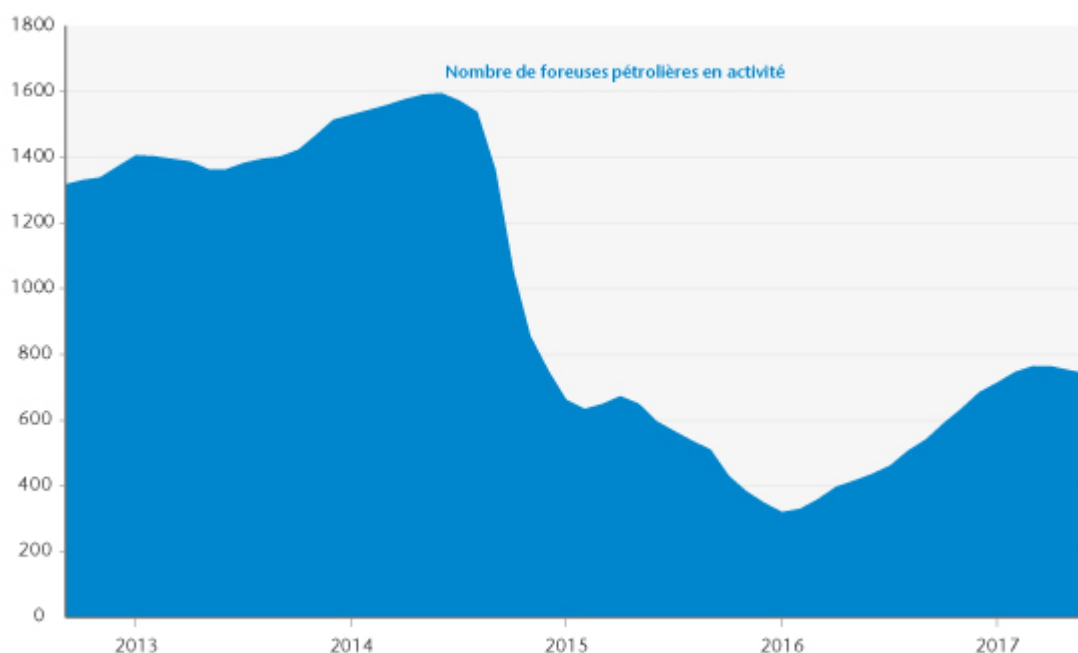
Alors que les deux accords de 2016 prévoyaient de limiter la production jusqu'en mars 2018, avec possibilité d'extension, l'OPEP a décidé de l'étendre de 9 mois supplémentaires, jusqu'en décembre 2018. Par ailleurs, la Libye et le Nigéria, auparavant épargnés par l'accord, ont également été intégrés. En réalité, le marché reflétait déjà cette information dans les cours, et l'impact s'est avéré relativement limité (5 à 7 dollars par baril de Brent). En revanche, la réunion du 30 novembre a permis de mettre en lumière des divergences croissantes entre les deux principaux protagonistes, Arabie saoudite et Russie. La Russie a montré une réticence croissante à l'extension de l'accord, qui s'explique par plusieurs facteurs : d'abord, plusieurs nouveaux gisements pétroliers russes devaient être mis en service et devront être reportés, ce qui mécontente les producteurs. De plus, en raison d'un régime de change flottant, une remontée du prix du pétrole contribuerait à un rouble fort et dégraderait la compétitivité du pays. Enfin, la Russie craint que la remontée du prix du baril n'encourage la production de pétrole de schiste américain et n'affaiblisse ses parts de marché. Par conséquent, l'unité affichée lors de cet accord est fragile, et toutes les options sont sur la table lors de la prochaine réunion de l'OPEP en juin 2018. En outre, le respect des quotas pourrait être mis à mal avant même cette échéance.

La production américaine : principale clef de voûte de la production mondiale

En 2018, l'évolution de la production américaine sera particulièrement cruciale : par sa progression dynamique, cette dernière a permis, notamment depuis 2014, d'éviter une flambée du prix du baril. Le nombre de foreuses pétrolières en activité progresse depuis le point bas de mai 2016, mais se situe très en dessous du niveau de 2014 (graphique). Cependant, grâce à des techniques de forage plus efficaces qui permettent de se concentrer sur les zones les plus productives des gisements (*sweet spots*), la production de chaque nouveau

puits augmente. En outre, les coûts de production et d'investissement ont baissé : les coûts de production se situent autour de 40 dollars d'après le *US Bureau of Labor Statistics*, soit une baisse de 35 % depuis fin 2014 ; quant aux dépenses d'investissement en amont, elles représentent moins de 15 dollars par baril produit (contre 27 dollars en 2014). Enfin, selon les chiffres de l'EIA, les dépenses d'investissement pétrolier ont représenté 67 milliards de dollars au deuxième trimestre 2017, soit une croissance de 4 % en glissement annuel. Cela motive notre hypothèse de hausse de production à hauteur de 0,6 Mbj en 2018 et en 2019.

Graphique. Nombre de foreuses pétrolières en activité aux États-Unis



Source : EIA.

Vers un équilibre offre-demande en 2018-2019

Nous anticipons une croissance soutenue de la demande mondiale (+1,3 Mbj en 2018 et +1,4 Mbj en 2019), sous l'effet des pays émergents (Chine et Inde notamment). La demande chinoise représenterait 0,4 Mbj supplémentaires par an, soit un tiers de la hausse globale. Du côté de l'offre, le dynamisme vient de la croissance de l'offre non OPEP, qui augmenterait de 1 Mbj chaque année, de 2017 à 2019. En 2017, le supplément d'offre de l'Amérique du Nord représenterait 0,8 Mbj, dont 0,6

Mbj pour les États-Unis et 0,2 Mbj pour le Canada. Le Kazakhstan et le Brésil contribueraient à la hausse à hauteur de 0,2 Mbj chacun. La production baisserait en revanche au Mexique (-0,2 Mbj) et en Chine (-0,1 Mbj). Le scénario serait identique en 2018 et 2019. L'Iran a le potentiel pour augmenter sa production d'au moins 0,2 Mbj, et certains pays pourraient légèrement relâcher leur contrainte, ce qui nous conduit à inscrire une hausse de 0,2 Mbj de la production OPEP en 2018.

Des risques pesant sur l'offre ne peuvent cependant être exclus. Parmi les risques haussiers, citons la probabilité d'une baisse plus marquée et concertée de production de l'OPEP, un nouveau bras de fer entre les États-Unis et l'Iran, ou encore des regains de tension au Nigéria ou en Libye. Les risques baissiers sont quant à eux liés à la poursuite de l'accord OPEP : si l'OPEP décide de ne pas reconduire l'accord ou que son respect est limité en raison d'intérêts nationaux trop divergents, alors les prix pourraient baisser davantage.

Tableau 2. Équilibre sur le marché pétrolier et prix des matières premières industrielles

Millions de barils/jour sauf mention contraire, c/vs

| | 2016 | | | | 2017 | | | | 2018 | | | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|--|-------|------|------|------|------|------|------|------|-------|------|------|------|-------|------|------|-------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T1 | T2 | T3 | T4 | T1 | T2 | T3 | T4 | | | | |
| Demande mondiale | 96,5 | 96,8 | 96,9 | 97,7 | 97,7 | 98,7 | 98,4 | 98,7 | 99,2 | 99,4 | 99,5 | 99,9 | 97,0 | 98,4 | 99,5 | 100,9 |
| <i>En taux de croissance¹</i> | | | | | | | | | | | | | 1,6 | 1,5 | 1,1 | 1,4 |
| <i>PIB mondial¹</i> | | | | | | | | | | | | | 3,0 | 3,3 | 3,4 | 3,3 |
| <i>Intensité pétrolière¹</i> | | | | | | | | | | | | | -1,4 | -1,8 | -1,9 | -1,9 |
| Production mondiale | 97,4 | 96,7 | 96,8 | 98,0 | 97,4 | 97,8 | 98,2 | 98,6 | 99,0 | 99,3 | 99,6 | 99,9 | 97,2 | 98,0 | 99,4 | 100,7 |
| <i>Dont OPEP</i> | 39,0 | 38,9 | 39,1 | 39,9 | 39,1 | 39,2 | 39,4 | 39,4 | 39,5 | 39,5 | 39,5 | 39,6 | 39,2 | 39,3 | 39,5 | 39,9 |
| <i>Non OPEP</i> | 58,4 | 57,8 | 57,7 | 58,1 | 58,3 | 58,6 | 58,8 | 59,2 | 59,5 | 59,8 | 60,1 | 60,3 | 58,0 | 58,7 | 59,9 | 60,8 |
| Variation de Stock | 0,9 | -0,1 | -0,1 | 0,3 | -0,3 | -0,9 | -0,2 | -0,1 | -0,2 | 0,1 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | -0,4 | 0,1 | 0,3 |
| <i>Dont OCDE</i> | 0,6 | 0,1 | -0,2 | 0,0 | 0,4 | -0,7 | -0,6 | 0,2 | 0,1 | 0,4 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | -0,2 | 0,2 | 0,0 |
| Prix du pétrole Brent en \$² | 34,1 | 45,6 | 45,9 | 49,5 | 53,8 | 49,8 | 52,1 | 61,0 | 60,0 | 60,0 | 58,0 | 58,0 | 43,8 | 54,2 | 59,0 | 60,0 |
| Prix des matières premières industrielles² | -17,4 | 25,6 | 3,2 | 11,2 | 5,8 | -7,5 | 2,5 | 10,8 | -11,7 | 0,0 | -0,1 | -0,1 | -12,7 | 19,8 | -5,6 | -0,4 |
| Taux de change 1 € = ... \$ | 1,09 | 1,14 | 1,11 | 1,10 | 1,06 | 1,09 | 1,16 | 1,20 | 1,20 | 1,20 | 1,20 | 1,20 | 1,1 | 1,1 | 1,2 | 1,2 |
| Prix du Brent en € | 31,3 | 40,1 | 41,2 | 45,1 | 50,7 | 45,6 | 45,0 | 50,8 | 50,0 | 50,0 | 48,3 | 48,3 | 39,5 | 46,5 | 49,2 | 50,0 |

1. En %, variation par rapport à la période précédente.

2. En dollars, moyenne sur la période.

Sources : EIA (pétrole), indice HWWA Hamburg (matières premières industrielles), calculs et prévision OFCE octobre 2017.

[1] Les deux accords de baisse de production conclus fin 2016 sont l'accord du 30 novembre 2016 (accord de Vienne) entre pays de l'OPEP, qui prévoit le retrait de 1,2 Mbj du marché par rapport à octobre 2016, et l'accord du 10 décembre 2016

réunissant des pays non membres de l'OPEP, et entérinant une baisse de production de 0,55 Mbj.

Où est passée la manne pétrolière ?

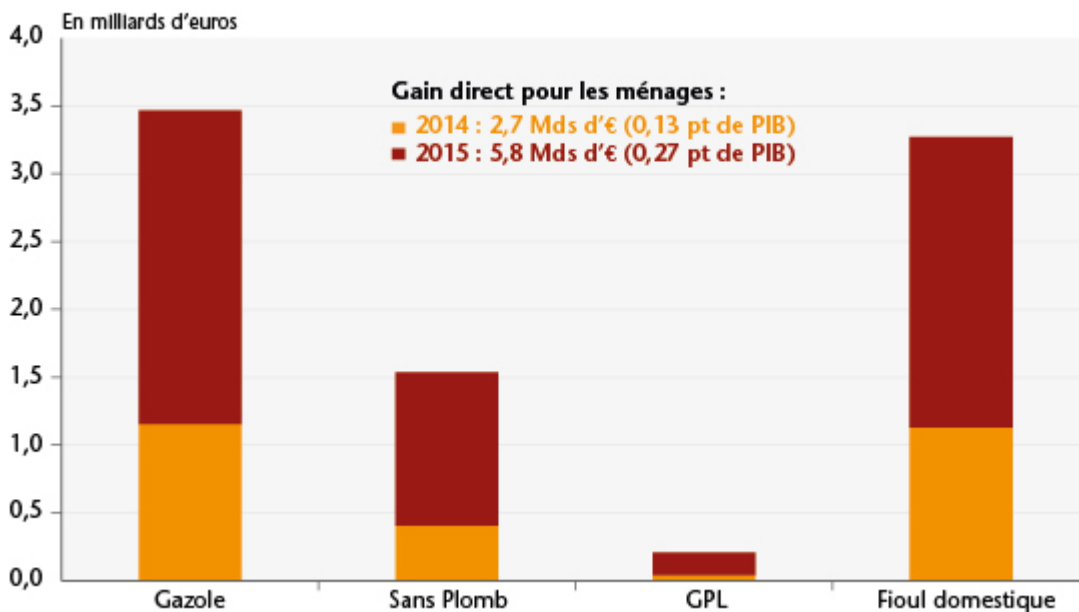
par [Mathieu Plane](#)

La baisse spectaculaire des prix du pétrole depuis la mi-2014, passant d'un baril de *brent* à 112 dollars en juin 2014 (soit 82 euros) à 55 dollars (49 euros) en moyenne depuis le début de l'année 2015, a conduit à redéployer une partie de la manne pétrolière des pays producteurs de pétrole vers les pays consommateurs. [Si cette réduction de 50 % des prix du pétrole en dollars \(40 % en euros\) améliore mécaniquement notre balance courante, en allégeant notre facture énergétique d'environ 20 milliards d'euros par an](#), il est instructif d'évaluer les gains pour les ménages et les entreprises issus de cette manne pétrolière.

Pour les ménages, il y a deux sources directes d'économies : la première est liée à la baisse des prix à la pompe, dont la partie non taxée diminue avec la baisse des prix du pétrole, aux marges des raffineurs près. La seconde est liée à la baisse des prix hors taxes du fioul domestique. Selon les données fournies par le ministère de l'Ecologie, du développement durable et de l'énergie sur les prix à la pompe et le fioul domestique, nous avons évalué que la baisse des prix du pétrole engendrerait un gain direct de pouvoir d'achat pour les ménages de 2,7 milliards en 2014 et 5,8 milliards en 2015^[1] (graphique 1), soit 8,5 milliards sur deux ans, ce qui représente 0,6 % du revenu disponible brut annuel des ménages

(0,4 point de PIB).

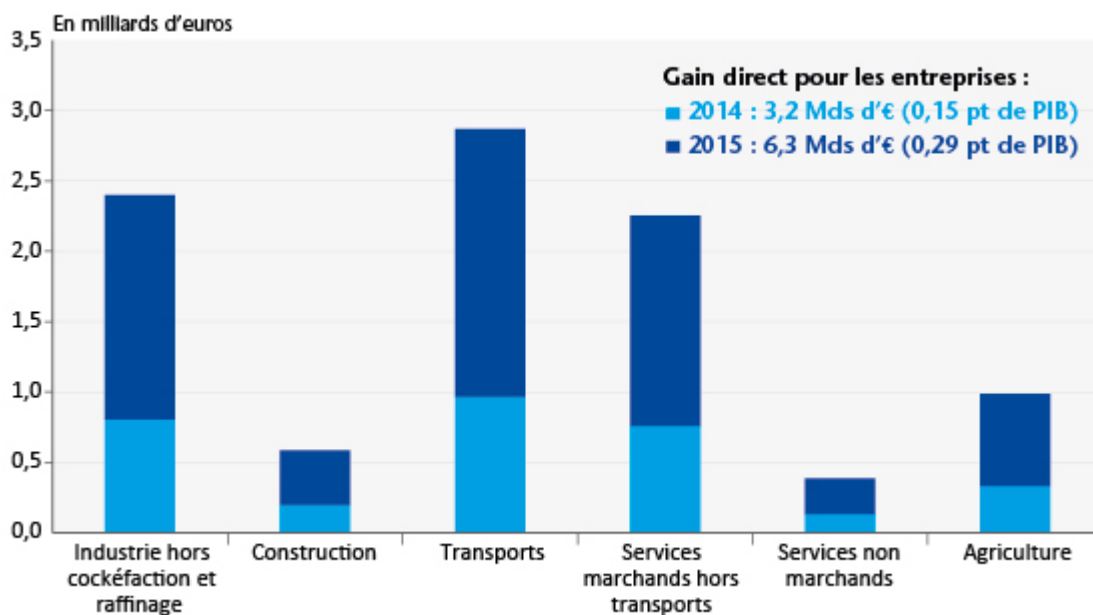
Graphique 1. Gain direct pour les ménages de la baisse des prix du pétrole



Sources : Ministère de l'Écologie, du développement durable et de l'énergie, calculs OFCE.

Pour les entreprises, la baisse des prix du pétrole conduit à diminuer leur coût d'approvisionnement en énergie. Plus l'intensité en pétrole dans la production est élevée, plus cela représente une économie substantielle pour le secteur concerné. Selon nos calculs, à partir du tableau des entrées intermédiaires par branche, nous avons évalué le gain direct pour les entreprises : la baisse des prix du pétrole conduirait à réduire le coût de production des entreprises de 3,2 milliards d'euros en 2014 et 6,3 milliards en 2015 (graphique 2), soit 9,5 milliards en deux ans, ce qui représente 0,45 point de PIB. Les secteurs qui bénéficient le plus de la baisse des prix du pétrole sont logiquement le transport, l'industrie et l'agriculture qui récupèrent deux tiers des gains liés à la baisse des prix du pétrole alors qu'ils ne représentent que 20 % de la valeur ajoutée totale.

Graphique 2. Gain direct pour les entreprises de la baisse des prix du pétrole



Sources : INSEE, calculs OFCE.

Face à cette baisse des coûts, les entreprises ont la possibilité soit de redresser leur marge en ne répercutant pas la baisse des prix du pétrole dans leur prix de vente, ce que laisse suggérer l'évolution récente des taux de marge et les différences de dynamique entre les prix de valeur ajoutée et ceux de consommation, soit de réduire leur prix au prorata des économies générées par la baisse des prix du pétrole. Cette deuxième option conduirait à redéployer le gain final des entreprises vers les ménages, augmentant ainsi leur pouvoir d'achat *via* la baisse des prix à la consommation. Mais aussi, par un effet de second tour, cela réduirait le coût de production des entreprises utilisant des consommations intermédiaires de branche dont la production est intense en pétrole, comme le transport.

En fonction de l'utilisation de cette manne pétrolière par les entreprises, les effets sur l'économie seront différents. Dans le cas du redressement des marges, les effets d'offre l'emporteront avec un impact faible à court terme sur la croissance mais élevé à moyen-long terme par le biais de l'augmentation de l'investissement. Dans le cas inverse, les effets de demande domineront avec un impact sur la croissance élevé à court terme en raison de la forte augmentation de la

[consommation des ménages, mais avec des effets potentiellement plus faibles à long terme.](#)

[1] Les simulations pour 2015 supposent un prix du baril maintenu à 50 dollars jusqu'à la fin de l'année.

Gaz de schiste : redressement d'un mirage

par Aurélien Saussay

Un rapport mis en ligne le 7 avril par le [Le Figaro](#) évalue les gains que l'on pourrait attendre de l'exploitation du gaz de schiste en France : ce document y voit une chance de relance pour l'économie française, ainsi qu'une opportunité de réduire la facture énergétique de la France en substituant une production domestique à nos importations gazières. Les impacts macroéconomiques estimés seraient très importants : dans le scénario « probable », plus de 200 000 emplois seraient ainsi créés, pour 1,7 point de PIB additionnel en moyenne sur une période de 30 ans.

La magnitude de ces chiffres découle directement des hypothèses retenues, en particulier géologiques. Le coût de production et les volumes qui peuvent être extraits d'un gisement de gaz de schiste dépendent de ses caractéristiques physiques (profondeur, perméabilité et ductilité de la roche, etc.). Or, sans procéder à un forage par fracturation

expérimental, il est très difficile d'estimer à l'avance l'ensemble de ces paramètres, et donc le coût de production final.

Il est pourtant possible d'observer la distribution de ces paramètres sur le seul territoire qui pratique de manière extensive l'exploitation des gaz de schiste : les Etats-Unis. En examinant les données de production accumulées depuis plus de dix ans au sein des gisements américains, une distribution de coûts de production réalistes peut être modélisée. C'est la démarche adoptée pour développer le modèle SHERPA, décrit dans un document de travail de l'OFCE publié ce jour, [Can the U.S. shale revolution be duplicated in Europe?](#)

Depuis le début de l'exploitation des gaz de schiste au début des années 2000, plus de 60 gisements ont été explorés aux Etats-Unis. Mais seuls 30 ont pu être mis en production commercialement, et six d'entre eux représentent plus de 90% de la production américaine totale de gaz de schiste. Si l'on considère des hypothèses géologiques correspondant à la médiane de ces six meilleurs gisements, la VAN de la ressource gazière française ressort alors à 15 milliards d'euros – soit 15 fois inférieure aux 224 milliards d'euros estimés dans le rapport sus-cité. Pour parvenir à ce dernier chiffre, il faut faire l'hypothèse que les coûts de forage et de complétion des puits seront similaires en France et aux Etats-Unis, et surtout que les gisements français sont tous comparables au meilleur champ américain, le Haynesville – dont les caractéristiques sont exceptionnelles : la production moyenne de gaz par puits y est près de quatre fois supérieure à la moyenne des cinq autres principaux gisements. S'il est bien entendu impossible d'exclure *a priori* cette dernière hypothèse, elle reste toutefois très peu probable.

Cette incertitude souligne la nécessité de pratiquer des forages expérimentaux afin de se prémunir contre des scénarios trop optimistes. Le cas de la Pologne est instructif : les projections de l'Agence d'information sur l'énergie américaine

(EIA) promettaient de très larges réserves de gaz de schiste à ce pays très dépendant des importations de gaz russes. Le gouvernement, soucieux de renforcer son indépendance énergétique, avait donc souhaité favoriser au plus vite la production domestique, offrant jusqu'au tiers de son territoire en concession d'exploitation. Les premiers forages furent décevants : il s'est avéré que les roches du gisement polonais contenaient trop d'argile, ce qui les rendait trop ductiles et empêchait la bonne fracturation de la roche – étape indispensable à l'exploitation du gaz de schiste, quelle que soit la technologie retenue. Après expérimentation, les importantes réserves polonaises, annoncées comme étant les premières d'Europe, se sont révélées inexploitable.

Ce type d'évaluation doit toutefois être réalisé dans un cadre public et transparent. Les prospecteurs professionnels, dont l'activité principale est d'estimer la réalité géologique d'un gisement d'hydrocarbures annoncé sur le papier, ont en effet intérêt à surestimer les évaluations réalisées avant forage pour vendre leur service. Un exemple étranger permet à nouveau de mesurer l'étendue du problème : en mai 2014, l'EIA a annoncé qu'elle réduisait de 96% son estimation du volume de pétrole de schiste exploitable dans le gisement américain du Monterey, considéré jusqu'alors comme l'un des plus prometteurs. Après examen, il est apparu que la première estimation, réalisée deux ans plus tôt, était entièrement fondée sur les calculs de prospecteurs privés indépendants, sans intervention du service fédéral de l'US Geological Survey.

Afin d'obtenir une évaluation réaliste de la ressource de gaz de schiste française, il est donc nécessaire de procéder à des forages expérimentaux effectués par un organisme public, dont les résultats et la méthodologie seraient totalement transparents. Seule une telle démarche pourra éviter à l'avenir des scénarios excessivement optimistes et garantir l'objectivité des évaluations.

Guide pratique de la baisse des prix du pétrole

par [Paul Hubert](#)

Depuis juin 2014, les [prix du pétrole](#) ont baissé de plus de 55%, après une période de volatilité exceptionnellement faible autour de 110 dollars le baril entre 2011 et mi-2014. L'évolution des prix du [WTI](#) et du [Brent](#) se distingue de celle des [autres matières premières](#). Le prix des métaux industriels et des denrées agricoles ont été relativement stables en 2014, à l'exception d'une hausse des prix agricoles pendant l'été liée à la météo. Le prix du minerai de fer connaît lui une baisse continue depuis 2011, antérieure à celle des prix du pétrole, en raison de la forte concurrence entre les grandes sociétés minières et d'une baisse de la demande chinoise. Les prix du pétrole ont cessé d'évoluer de concert avec ceux des autres matières premières, suggérant que leur baisse est liée à des facteurs spécifiques au secteur.

A. Quels facteurs poussent les prix du pétrole à la baisse ?

Une grande partie de la baisse des prix du pétrole est liée à de récents développements du côté de l'offre. La production mondiale de pétrole a augmenté de 2 millions de barils par jour (mbpj) par rapport à il y a un an, tandis que la croissance de la demande n'a été que de 0,7 mbpj. Cette hausse de l'offre est principalement due à une production libyenne et nord-américaine supérieure aux anticipations de 1 mbpj (source: [IEA](#)). La faiblesse de la demande, due au ralentissement de la croissance mondiale et en particulier des pays émergents, a également joué un rôle. Les prévisions de demande de pétrole de l'IEA pour 2015 sont inférieures de 0,5

mbpj aux prévisions de juin, moment où les prix ont commencé à baisser.

Cependant, ces révisions de la demande et de l'offre ne sont pas suffisantes pour expliquer l'ampleur de la baisse du prix du pétrole observée récemment. Le premier facteur explicatif de la baisse des prix est la modification du [comportement](#) des pays de l'OPEP. Ceux-ci, en particulier l'Arabie Saoudite, auraient cherché à évincer du marché les producteurs de pétrole non-conventionnel (schiste, sable bitumineux) dont les coûts de production sont élevés, ne réduisant pas leur production afin d'équilibrer le marché et soutenir les prix. Ils auraient donc laissé filer les prix, de façon à ce que l'exploitation du pétrole non-conventionnel soit moins rentable[1]. Jusqu'à présent, les marchés étaient convaincus que l'OPEP ajusterait sa production, ce qui se traduisait par une faible volatilité des prix du baril autour des 100 dollars. La décision de l'OPEP de ne pas réduire la production alors que les prix ont commencé à baisser a ainsi surpris les marchés financiers. Ceci signifie qu'un facteur-clé fournissant un plancher au prix a disparu.

B. Quel prix du pétrole à court et moyen terme ?

La concomitance d'une offre abondante et d'une demande relativement atone a conduit à une hausse des stocks. A court terme, une poursuite de la baisse des prix est donc [possible](#), en particulier parce que l'offre devrait continuer d'excéder la demande en 2015. S'il n'y a pas de réponse de l'OPEP du côté de la production ou s'il n'y a pas de perturbations géopolitiques, les acheteurs exigeront une décote plus élevée par rapport aux prix futurs pour stocker le pétrole acheté aujourd'hui.

Mais il existe des raisons de penser que les prix du pétrole seront plus élevés à moyen terme, reflétant un ensemble de facteurs qui sont susceptibles à la fois de réduire la production et d'accroître la demande. La baisse des prix

conduira à une réduction significative de l'offre des producteurs marginaux à coûts élevés (principalement de pétrole de schiste, basés aux Etats-Unis). Il est également possible que les prix faibles augmentent la demande, et donc les prix, tandis que les risques géopolitiques persistent.

i) La production de pétrole de schiste américain répondra-t-elle à la baisse des prix ?

Le pétrole de schiste est une source d'approvisionnement en pétrole dont le coût de production est relativement élevé par rapport au pétrole « classique ». Les estimations du seuil de rentabilité de ce type de production varient selon les champs d'exploitation et les producteurs : elles sont comprises entre 40 et 90 dollars. Cependant, la production de pétrole de schiste est potentiellement plus rapide à répondre aux évolutions de prix que les autres productions non-conventionnelles (sables bitumineux, pétrole lourd, schiste bitumineux, exploitation en *offshore* profond), car l'exploitation des puits est plus rapide et nécessite des investissements initiaux moins lourds. Les producteurs de pétrole de schiste doivent forer et donc investir en continu pour maintenir la production : ils ont donc la possibilité d'ajuster leur production dans des délais relativement courts. Par conséquent et sous l'hypothèse que le gouvernement américain ne subventionne pas les producteurs domestiques, la croissance de la production américaine de pétrole devrait ralentir en 2015 et donc fournir un certain soutien aux prix.

ii) Risques géopolitiques

Le principal levier à la hausse pour les prix du pétrole est la potentielle perturbation de la production liée aux risques géopolitiques. La récente baisse des prix du pétrole est aussi partiellement due à la reprise de la production dans les pays ayant subi des interruptions de production pour ces raisons. Le risque de nouvelles interruptions est encore significatif, en particulier dans le cas d'une intensification des conflits

en Libye ou Irak. En outre, les économies émergentes à forte dépendance aux exportations de pétrole et aux recettes publiques dérivées du pétrole pourraient subir des troubles politiques et sociaux, impactant la production des principaux pays exportateurs (Venezuela – 2.5mbpj et Nigeria – 2mbpj par exemple).

iii) La demande mondiale de pétrole

Dans son rapport [December 2014 Short Term Energy Market outlook](#), l'Agence américaine d'information sur l'énergie (l'EIA) a révisé à la baisse ses perspectives mondiales de consommation de pétrole et ce, même après la baisse de 18% des prix du pétrole en novembre 2014 : elle justifie ses révisions par la [détérioration](#) des perspectives de croissance mondiale. Les estimations de l'élasticité-prix à court terme de la demande de pétrole sont plutôt homogènes et suggèrent qu'une baisse de 10% des prix du pétrole devrait stimuler la demande mondiale de pétrole d'environ 0,2-0,3% (voir tableau 11.3 du [IEA, 2006](#), et les tableaux 3.1, 3.2 et 3.3 du [IMF WEO, 2011](#)) [2]. Sur cette base, la baisse de 50% des prix du pétrole cette année devrait augmenter la demande de l'ordre de 1,25%. Cependant, les prévisions 2015 de demande de pétrole de l'IEA ont déjà été revues à la baisse de 0,7mbpj en raison d'une activité économique plus faible que prévue, ce qui réduit encore davantage la demande de pétrole. En outre, le rééquilibrage et ralentissement de la croissance en Chine pourraient peser sur la demande de pétrole.

C. Impacts théoriques d'une baisse des prix du pétrole (pour un importateur net)

Les dépenses d'énergie font partie du panier de consommation ; une baisse des prix du pétrole affecte donc directement l'inflation et le pouvoir d'achat des ménages. Cet effet « consommation » dépend de la part des produits à forte intensité énergétique dans l'indice des prix à la consommation et du degré de substituabilité entre consommation liée ou non

à l'énergie (qui est susceptible d'être faible à court terme quand la demande d'énergie est relativement inélastique). Les hydrocarbures et autres produits énergétiques entrent aussi dans la fonction de production. Par conséquent, une baisse des prix du pétrole affecte les coûts de production finaux directement, mais aussi indirectement, au travers de la baisse des prix des autres biens intermédiaires importés et des coûts de transport. La baisse des coûts de production finaux affectera à son tour les marges des entreprises, et ensuite leur investissement ou emploi (en fonction du partage de la valeur ajoutée). C'est l'effet « production » dont la taille dépend de la part des produits énergie dans la production finale et du degré de substituabilité entre les facteurs énergétiques et non-énergétiques (comme la consommation, le degré de substituabilité est faible à court terme). Enfin, l'impact *via* les prix à l'importation hors énergie dépendra de la part des importations dans la production ainsi que de la substituabilité entre produits nationaux et importés.

Enfin, la rémunération, selon leur part dans la valeur ajoutée, des facteurs de production – salaires et profits – est susceptible de s'adapter à la baisse des prix du pétrole. C'est l'effet « prix relatifs ». Les ménages enregistrant une augmentation de leur salaire réel vont augmenter, toutes choses égales par ailleurs, leur demande de produits hors énergie, ce qui exercera une pression à la hausse sur l'indice des prix. En revanche, il peut y avoir une pression à la baisse sur certains revenus non salariaux, tels que les dividendes des entreprises liées au secteur pétrolier. La réponse globale de l'investissement dépendra du prix relatif des facteurs de production et des perspectives de demande. Les plans budgétaires publics peuvent aussi changer en raison des révisions de l'impôt sur les sociétés et des taxes sur l'énergie. L'impact sur le commerce extérieur dépendra de la demande relative et des effets de la baisse des prix du pétrole sur les prix relatifs.

Un autre impact, moins économique qu'écologique, concerne la transition énergétique. Un pétrole bon marché ralentit la transition énergétique dans les transports, en rendant les véhicules hybrides, tout-électriques et ceux plus efficaces, moins attractifs : cela constitue une très mauvaise nouvelle pour les émissions de gaz à effet de serre.

D. Dans quelles proportions la baisse des prix du pétrole affecte-t-elle la croissance ?

L'effet d'une baisse des prix du pétrole sur la croissance d'un pays est différent selon que le pays est importateur ou exportateur net de pétrole, une baisse des prix du pétrole transférant les revenus des pays producteurs vers les pays importateurs. De plus, pour un pays importateur, cela dépend de l'intensité énergétique de son appareil productif mais aussi des facteurs responsables de la baisse des prix du pétrole (facteurs d'offre ou de demande).

Une baisse des prix est supposée produire une hausse du PIB dans les pays importateurs nets de pétrole, la baisse des prix stimulant les revenus disponibles réels (au travers de l'effet « prix relatifs »). En outre, l'offre globale est supposée croître grâce à la baisse des coûts de production intermédiaires. Mais ce canal de transmission tend à être faible (Kilian, 2008), car la part des produits pétroliers dans la fonction de production est relativement faible (entre 2 et 5% selon les secteurs et les régions, IMF WEO, 2011). Chez les pays exportateurs, la baisse des revenus liés au pétrole peut avoir un impact négatif sur leur croissance économique en l'absence d'autres sources de revenus. Aujourd'hui, la baisse du prix du pétrole risque d'avoir un fort impact négatif sur la croissance de pays producteurs les plus vulnérables tels que la Russie et le Venezuela.

Un autre facteur important à considérer concerne la nature du choc. Si les prix du pétrole baissent en raison d'une détérioration de la demande mondiale, alors la baisse des prix

n'enrayera pas la baisse de la croissance mondiale, tandis que si les prix baissent en raison d'une hausse de l'offre, alors le choc est susceptible d'être accompagné d'une hausse de la croissance mondiale (voir [Archanskaia, Creel and Hubert, 2012](#)).

Un chapitre du [World Economic Outlook \(2011\)](#) du FMI fournit les impacts estimés d'une baisse des prix du pétrole sur le PIB pour un certain nombre de pays. L'impact est similaire aux États-Unis et en zone euro où une baisse de 10% des prix accroît le PIB d'environ 0,2%. L'impact sur le PIB est plus important pour les pays émergents importateurs nets de pétrole du fait de leur intensité énergétique plus élevée (Chine, + 0,35%). Les exportateurs nets de pétrole voient un effet négatif important (Russie et Arabie saoudite, - 1,2%)[\[3\]](#).

E. L'impact sur la croissance pourrait-il être différent aujourd'hui?

Il existe au moins trois raisons pour lesquelles l'impact de la récente baisse des prix pourrait être différent de la moyenne des impacts précédents :

- Non-linéarités potentielles : les estimations précédentes supposent toutes un impact linéaire du pétrole sur l'activité. Mais certains chercheurs (voir [Hamilton, 2010](#)) soutiennent que les changements de prix ont un effet non linéaire à cause de l'incertitude. Plus le choc sur les prix relatifs est grand, plus il est susceptible de provoquer des ajustements sectoriels et dans les technologies de production. Cela signifierait que les baisses des prix du pétrole ont un impact plus modéré sur l'activité que les hausses, de la même façon que l'incertitude accrue et la nécessité de réaffecter les ressources peuvent partiellement compenser l'augmentation des revenus réels de la baisse des prix.

- La suppression des subventions : plusieurs gouvernements ont profité de la baisse des prix pour réduire leurs subventions

aux carburants. Les subventions ont été réduites ou les taxes augmentées en Chine, Inde, Indonésie, Malaisie, Koweït et Egypte ([Oil Market Report](#) de l'IEA). L'effet sur la croissance dans les économies émergentes serait donc plus faible à court terme[4].

- Déflation : une autre raison pour laquelle la baisse des prix pourrait avoir un effet plus faible sur la croissance est le (déjà) très faible niveau d'inflation dans de nombreuses économies avancées et la contrainte de la borne inférieure des taux d'intérêts pour la politique monétaire. En effet, la récente baisse des prix augmente le risque de déflation, et donc d'une augmentation des taux réels ajoutant une pression supplémentaire à la baisse sur les perspectives de croissance.

F. Quelle est la réponse appropriée de politique monétaire à une baisse des prix du pétrole ?

La façon dont les ajustements des prix relatifs affectent l'économie dépendra aussi de la réponse de politique monétaire. La littérature sur la politique monétaire optimale suggère qu'en réponse à un choc sur les prix relatifs, la banque centrale doit essayer de stabiliser l'inflation des biens (ou des facteurs de production) dont les prix sont les plus persistants et ne pas se préoccuper des prix plus flexibles. L'ajustement nécessaire se produira alors dans les secteurs où les prix sont flexibles, ce qui permettra d'éviter des distorsions de prix ainsi que des écarts de production et d'emploi trop forts.

Mais la réponse optimale de politique monétaire n'est pas possible si les taux d'intérêts directeurs sont contraints par la borne inférieure des taux d'intérêts, ce qui empêche les taux courts de s'ajuster pour contrer les pressions déflationnistes. Sous l'hypothèse que les anticipations d'inflation ne sont pas rationnelles, une baisse des prix du pétrole pourrait conduire à un dés-ancrage à la baisse des anticipations d'inflation, réduisant ainsi la crédibilité de

la banque centrale. Ce risque suggère de mettre l'accent en amont sur des politiques accommodantes agissant comme une assurance contre le risque déflationniste.

G. Quels sont les risques pour les pays exportateurs de pétrole ?

La baisse des prix du pétrole pourrait exacerber les fragilités de certains pays exportateurs de pétrole, augmentant le risque de perturbation sur les marchés financiers. Pour les pays producteurs nets de pétrole dont ce secteur représente plus de 10% du PIB, l'exportation de pétrole représente en moyenne 75% du total des exportations (source: [IEA](#)). Ainsi, une nouvelle baisse du prix du pétrole et la réduction associée des recettes pétrolières seraient un frein important à la croissance du PIB.

Il existe un petit groupe de pays pour lesquels la baisse des prix du pétrole semble déjà être à l'origine de perturbations financières ; mais ceux-ci sont relativement isolés du système financier mondial. Le Venezuela, l'Iran, le Nigeria, le Kazakhstan, le Tchad et la République du Congo ont une forte dépendance aux revenus pétroliers. Pour le Venezuela, où le pétrole représente plus de 90% des exportations et 40% des recettes publiques, la baisse du prix du pétrole a encore augmenté le risque d'un [défaut souverain](#). Un autre sous-ensemble de pays comprenant les principaux producteurs de pétrole comme le Koweït, les Emirats arabes unis et l'Arabie saoudite, qui représente près de 25% de la production totale de pétrole, a des positions extérieures solides qui offrent une protection contre une baisse des prix du pétrole. Ceux-ci seraient moins fragiles : si les revenus liés au pétrole diminuent, ils n'ont pas besoin de procéder à un rapatriement de leurs avoirs à l'étranger.

La Russie est un important exportateur de pétrole et de gaz, et les prix d'une grande partie de ses exportations de gaz sont encore mécaniquement liés au prix mondial du pétrole. La

baisse du prix du pétrole réduit ainsi les recettes d'exportation de la Russie. Malgré cela, la position extérieure de la Russie est encore assez forte. Les [réserves de change](#) représentaient 11 % du PIB en décembre 2014. La dette publique est faible (9 % du PIB en 2014) et seule une petite proportion (moins de 2 % du PIB) est en monnaie étrangère ([source](#)). Le système bancaire russe est créancier net vis-à-vis du reste du monde. Le risque principal est que les entreprises russes, particulièrement exposées aux fluctuations des prix du pétrole ou ayant contracté des emprunts en devises, soient affectées par la baisse du rouble et des prix du pétrole. Le besoin affiché de préserver les réserves de change dans l'optique de fournir un soutien financier semble avoir été l'une des principales raisons de la décision de la Banque centrale russe en novembre 2014 d'adopter un système de [change flottant](#).

[1] Provocation ou non, le ministre saoudien de l'Énergie a ainsi [déclaré](#) en décembre 2014 qu'un pétrole à 20 dollars était soutenable par l'Arabie Saoudite.

[2] L'élasticité-prix à long terme est supposée plus élevée qu'à court terme, conduisant à de nouvelles pressions à la hausse sur la demande dans les années suivantes qui peuvent, à leur tour, affecter les anticipations à court terme.

[3] Un récent post du [blog](#) de la Réserve Fédérale d'Atlanta soutient que la baisse pourrait en effet peser sur la croissance américaine à court terme en réduisant l'exploitation minière et les investissements pétroliers. A plus long terme, l'impact sur la croissance est positif, et plus faible de l'ordre de 0,15 point de pourcentage, que ne le suggèrent les estimations précédentes.

[4] La réduction des distorsions de prix étant supposément

bénéfique à long terme.

Les énergéticiens voient rouge avec le vert

par [Sarah Guillou](#) et [Evens Salies](#) [1]

Le marché commun de l'énergie fait-il la part trop belle aux sources d'énergies renouvelables (SER) ? C'est ce que pensent les [neuf énergéticiens auditionnés au Parlement européen en septembre dernier](#). Selon eux, atteindre 20% d'énergie d'origine renouvelable dans la consommation finale d'énergie de l'UE d'ici 2020 aurait des répercussions négatives sur le secteur de l'énergie électrique : détérioration des résultats financiers des énergéticiens et de la sécurité d'approvisionnement en électricité. On ne peut nier que depuis la fin des années 1990, la politique de l'UE en faveur des SER est très active dans ce secteur. Les instruments suggérés par la Commission européenne (CE) aux Etats membres pour atteindre l'objectif des 20% sont nombreux (voir la [Directive 2009/28/CE](#)) : tarifs d'achat garantis de l'électricité produite à partir de SER, crédit d'impôt, ... Aussi, en 2011, l'ensemble de ces mesures a-t-il permis à l'UE-27 d'atteindre 22% d'électricité produite à partir de SER, hydroélectricité incluse ([Eurelectric, 2012](#)) [2].

En quoi cette politique porte-t-elle préjudice aux producteurs historiques et à la sécurité d'approvisionnement ? Rappelons quelques faits stylisés de la consommation et du pilotage de la production d'électricité. La consommation est en moyenne plus faible la nuit (période dite de « base ») qu'en journée

où elle passe par un ou deux pics (périodes appelées « pointes »). L'électricité n'étant pas stockable, le moyen le moins coûteux de répondre au passage base-pointes est d'utiliser les centrales selon leur « ordre de mérite ». Un producteur faisant appel à plusieurs sources d'énergie les sollicite ainsi de la moins flexible (démarrage lent, coût marginal faible) à la plus flexible (démarrage rapide, coût marginal élevé). En théorie, l'empilement est/était le suivant : nucléaire-charbon pour la base, nucléaire-charbon-gaz en pointe [3]. C'est durant les pointes, où les prix de gros peuvent s'envoler, que les producteurs gagnent le plus d'argent. De son côté, la production des centrales à SER est contingente aux aléas météorologiques (« l'intermittence ») : ces centrales ne produisent que lorsque la ressource primaire associée (vent, soleil, etc.) est suffisante ; elles sont alors prioritaires pour satisfaire la consommation d'électricité.

L'intégration des SER dans le parc de production modifie l'ordre de mérite. L'empilement précédent devient éolien-nucléaire-charbon pour la base, éolien-nucléaire-charbon-gaz en pointe ; du vent est donc substitué à un peu d'uranium, de charbon et de gaz. Sachant que le coût marginal de production des centrales à SER est proche de zéro, leur intégration, pourtant minime dans le *mix* énergétique, fait baisser le prix moyen sur les marchés de gros. Par conséquent, avec l'intégration des SER, les centrales à énergies fossiles sont moins bien rémunérées. De leur côté, les centrales à SER bénéficient toujours d'un tarif d'achat garanti (en France, 8,2 c€/kWh pour l'éolien, entre 8 et 32 c€/kWh pour le photovoltaïque, ...) [4]. Le manque à gagner est plus grand durant les périodes de pointe de consommation. Les producteurs sont moins incités à investir dans la construction de centrales à énergie fossile qui sont pourtant nécessaires pour produire durant ces périodes. D'où un risque pour la sécurité d'approvisionnement : avec un écart potentiellement réduit entre les capacités disponibles et la demande en pointe, le

risque que l'écart réel entre la production et la consommation soit négatif est alors plus grand.

Une solution possible est la création d'un « marché de capacités ». Sur ce marché, la mise à disposition bien à l'avance de la capacité de production d'une centrale entraîne une rémunération, même s'il n'y pas de production effective. Ce type de marché intéresse les neuf énergéticiens, dans la mesure où ils sont dotés en centrales électriques à gaz et/ou sont vendeurs de gaz, qui sont celles sollicitées en période de pointe. En France, la [loi de NOME](#) de 2010 prévoit la mise en place d'un tel marché pour la fin 2015.

Notons par ailleurs qu'une part significative des centrales à énergie fossile n'étant pas en fin de vie physique, l'intégration des SER ajoute des capacités à un marché européen de l'énergie électrique déjà en état de surcapacité. Cette situation de surcapacité est aggravée par la crise économique qui touche la demande d'énergie. Elle concerne surtout les centrales à gaz déjà concurrencées par les centrales à charbon devenues plus rentables depuis l'importation du surplus de charbon américain, évincé par le gaz de schiste. L'excès d'offre contribue cependant à contenir les prix de l'électricité.

Au final, l'audition des neuf énergéticiens au Parlement européen révèle deux difficultés majeures de toute politique de transition énergétique. La première est le coût de l'ajustement au nouveau *mix* énergétique. Les énergéticiens, tels les neuf, se plaignent (à juste titre) que ce coût met en péril leur rentabilité et certains seront contraints de fermer des sites de production, voire de les démanteler, pour y faire face ([Eon en Allemagne](#)). Les consommateurs, de leur côté, financent entre autres l'obligation de rachat – en France, *via* la contribution au service public de l'électricité ([700 millions d'euros en 2010](#)). Le coût de l'ajustement est incontournable et même nécessaire à l'ajustement : c'est parce qu'elles ont à supporter un coût supplémentaire que ces

entreprises modifieront leur portefeuille énergétique. La deuxième difficulté se résume en une question : comment concilier le soutien aux SER et la sécurité d'approvisionnement ? Si la politique énergétique participe bien d'une amélioration de la qualité de l'air, elle semble encore inefficace dans la gestion de la sécurité d'approvisionnement qui constitue tout autant un bien public.

La CE s'oriente vers des solutions de coopération. À l'instar du développement coordonné de l'interconnexion des réseaux nationaux mené par les gestionnaires des réseaux de transport, elle s'interroge sur la faisabilité d'un [marché commun d'échanges de capacité de productions d'électricité](#). La CE souhaiterait également que les Etats membres se coordonnent pour la fixation des tarifs d'achat garantis. En effet, ces tarifs peuvent créer des effets d'aubaine, notamment pour les équipementiers (voir [Guillou, S., 2013, Le crépuscule de l'industrie solaire, idole des gouvernements, Note de l'OFCE No. 32](#)). Il reste à trouver des mécanismes qui entraîneraient une gestion coordonnée de la sécurité d'approvisionnement électrique de l'UE tout en faisant une place aux SER. L'audition des énergéticiens au Parlement européen devrait susciter une réflexion plus générale sur la sécurité d'approvisionnement dans l'UE, toutes sources d'énergie confondues.

[\[1\]](#) Nous remercions Dominique Finon, Céline Hiroux et Sandrine Selosse. Toute erreur est de notre seule responsabilité.

[\[2\]](#) Le chiffre des 20% couvre un nombre de secteurs plus grand que le secteur de l'énergie électrique.

[\[3\]](#) Ce principe était surtout valable avant la libéralisation des marchés de gros, où un producteur verticalement intégré décidait des centrales à démarrer pour répondre à une demande

nationale.

[4] Les tarifs d'achat garantis ont été mis en place afin que les technologies de production de l'électricité à partir de SER qui n'étaient pas encore matures ne soient pas désavantagées.

Valoriser équitablement les économies d'énergie

par [Evens Salies](#) [1]

Au lendemain de la première réunion de la Commission mixte paritaire relative à la proposition de loi visant à « préparer la transition vers un système énergétique sobre », il apparaît important d'interroger les raisons ayant amené le Sénat, le 30 octobre 2012, à adopter une motion de rejet de cette proposition de loi. Ce rejet est basé sur des erreurs de jugement qui témoignent de la difficulté à définir une tarification résidentielle de l'énergie juste et efficace, étant donné l'objectif du gouvernement en matière de maîtrise de la demande d'énergie. Aussi, il nous paraît opportun de nous demander clairement si la tarification proportionnelle en vigueur doit être corrigée afin de valoriser les économies d'énergie.

L'opposition des parlementaires porte avant tout sur le point suivant : le dispositif bonus-malus rompt le principe d'égalité de traitement des citoyens devant l'accès à l'énergie. [2] Cet argument n'est pas sans rappeler l'annulation par le Conseil constitutionnel en 2009 de la taxe carbone. [3] Il est toutefois surprenant dans la mesure où le principe d'égalité de traitement n'est pas totalement respecté

avec la tarification en vigueur. En effet, chaque ménage paie deux taxes locales sur sa consommation finale d'électricité. Or, celles-ci diffèrent d'une commune et d'un département à l'autre pour des raisons difficiles à expliquer. Les sénateurs ont également critiqué la progressivité que le dispositif bonus-malus surimposerait à la tarification en vigueur, l'associant à une taxe déguisée. Cette critique paraît peu fondée dans la mesure où les tarifs sociaux introduisent déjà une progressivité.[\[4\]](#)

L'élément novateur de la proposition de loi est celui de la compatibilité entre la tarification proportionnelle en vigueur et la valorisation des économies d'énergie. Entre deux ménages de composition semblable et abonnés au même tarif, la facture de celui qui contrôle sa consommation est déjà réduite. Mais cette réduction est-elle suffisante pour compenser cet effort ? Autrement dit, doit-on considérer qu'un kilowatt/heure à économiser au prix d'un effort a la même valeur économique – au signe près – que ce même kilowatt/heure simplement consommé ? Tout dépend si l'économie à réaliser est envisagée comme un gain ou une perte. Pour les ménages qui se trouvent dans ce dernier cas, l'économie est appréhendée comme un coût. Alors elle n'est pas réalisée et c'est pourquoi le dispositif bonus-malus serait efficace. Les autres n'ont pas besoin d'incitation supplémentaire.

Le dispositif bonus-malus n'offre pas seulement une ristourne (le bonus) qui sera financée par les surconsommations.[\[5\]](#) Il vise aussi à informer chaque ménage sur son comportement, qu'il soit vertueux ou pas, ce qui est cohérent avec plusieurs observations récentes de la littérature : un ménage fonde peu sa consommation d'énergie sur des prix marginaux quasi nuls – exprimés en centimes d'euro par kilowatt/heure – et qu'il connaît imparfaitement. Les variations du montant de sa facture et les annonces de variation de prix jouent un rôle plus grand. De ce fait, ce n'est pas tant les valeurs absolues des bonus et malus qui importent, mais plutôt le signal que

leurs valeurs relatives inscrites sur la facture enverront aux ménages.

Certes, la surimposition du dispositif bonus-malus sur les tarifs en vigueur amplifiera dans un premier temps les écarts entre les dépenses des usagers. Mais le bonus qui s'appliquerait sur la facture des ménages dont le comportement profite à tous n'est pas moins légitime que les ristournes dont bénéficient ceux qui, depuis l'ouverture à la concurrence des marchés de détail de l'énergie, ont entrepris de changer de fournisseur.

Malheureusement, le rejet de la proposition de loi Brottes clôt tout débat didactique sur le lien entre économies d'énergie et tarification résidentielle de l'énergie. Le peu d'engouement pour ce sujet dans le débat public est facile à percevoir à la lecture du récent et volumineux rapport de la Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité. Ce n'est pas si étonnant, dans un secteur où l'on encourage plutôt l'innovation du côté offre. L'effacement diffus en est l'exemple le plus récent.[\[6\]](#) Mais, sans innovation également dans la structure des tarifs de l'énergie, la France pourra-t-elle atteindre son objectif de réduction de la consommation d'énergie ?

[\[1\]](#) L'auteur tient à remercier Marcel Boiteux, Marc-Kévin Codognet, Jérôme Creel, Gilles Le Garrec, Marcelo Saguan et Karine Chakir. Les opinions défendues dans cette note n'engagent que la responsabilité de son auteur.

[\[2\]](#) Ce principe est assuré par la péréquation tarifaire : quel que soit le lieu de résidence, la grille tarifaire est la même.

[\[3\]](#) Au motif que cette taxe introduisait une rupture de l'égalité des contribuables devant les charges publiques.

[\[4\]](#) Crampes, C., Lozachmeur, J.-M., 10/09/2012, Les tarifs progressifs de l'électricité, une solution inefficace, *Le Monde*.

[\[5\]](#) Dans le cas où la somme des malus ne suffirait pas à couvrir les bonus, l'Etat devra financer le déficit. Et, même en l'absence de déficit, la répartition des consommateurs vertueux n'étant pas forcément la même d'un fournisseur à l'autre, une péréquation des soldes bonus-malus devra être appliquée afin que chacun finisse avec un solde nul.

[\[6\]](#) L'effacement diffus consiste à interrompre l'alimentation d'un radiateur ou d'un chauffe-eau pendant 10-15 minutes.