

Le marché européen de l'électricité sur la sellette : leçons d'une crise

Jean-Luc Gaffard (GREDEG-CNRS Université Côte d'Azur, OFCE Sciences-Po)

L'un des aspects saillants de la crise énergétique actuelle est l'envolée du prix de l'électricité qui porte gravement atteinte au pouvoir d'achat des ménages et pèse de façon insupportable sur les coûts de production d'un très grand nombre d'entreprises. Le mécanisme de marché qui avait été conçu pour stimuler la concurrence et l'investissement dans de nouvelles sources d'énergie s'avère défaillant. Cette défaillance conduit à envisager, non seulement, un autre mécanisme de marché, mais aussi la mise en œuvre d'une nouvelle organisation du secteur de l'électricité.

Les conditions de libéralisation du marché

Le marché européen de l'électricité a été créé dans la perspective de stimuler une concurrence devant bénéficier en tout premier lieu au consommateur en faisant baisser les prix. La spécificité du bien concerné s'est traduite par la fixation du prix par le gestionnaire du réseau au niveau du coût de production de la centrale la plus onéreuse suivant en cela un mécanisme dit d'ordre de mérite consistant à appeler successivement les centrales de la moins chère à la plus chère jusqu'à satisfaction de la demande.

La création de ce marché européen de l'électricité est allée de pair avec une restructuration du tissu industriel. En dépit des vicissitudes de cette adaptation liées en particulier aux

résistances des acteurs historiques, le schéma qui s'est peu à peu imposé a consisté en une séparation entre la production, la distribution et la gestion du réseau. La gestion du réseau (longue distance et local), monopole naturel, est restée entre les mains de l'opérateur historique, la production et la distribution ont été ouvertes à la concurrence dans le but de faire baisser les prix pour le consommateur.

Les entorses restantes au principe de libre concurrence, notamment celles liées à la volonté de protéger les entreprises placées en situation d'infériorité vis-à-vis de l'opérateur historique, étaient considérées comme transitoires. Les effets sur les comportements d'investissement des uns et des autres étaient laissés dans l'ombre d'autant qu'il était supposé que les signaux du marché guideraient ces derniers dans la bonne direction.

Un mécanisme de marché défaillant

Aujourd'hui, la dernière centrale appelée est une centrale à gaz dont le coût est impacté par une hausse vertigineuse du prix du gaz résultant de la pénurie d'offre accrue avec le déclenchement de la guerre en Ukraine. Cette hausse intervient alors que les capacités de production sont limitées à la suite des fermetures ou arrêts de nombreuses centrales (nucléaires, à charbon et à gaz). Ni la hausse du prix du gaz, ni la hausse induite du prix de l'électricité ne peuvent conduire à une hausse rapide de leur offre, ni de la part de nouveaux fournisseurs de gaz, ni de la part des producteurs d'électricité au moyen de nouvelles centrales nucléaires, éoliennes ou solaires.

La forte volatilité des prix enregistrée sur les marchés 'spot' crée une incertitude telle que les marchés à terme sont fortement perturbés et ne donnent aucune indication fiable pour investir. Les comportements spéculatifs à court terme prennent de l'ampleur et les investissements sont en recul venant aggraver la pénurie attendue de l'offre.

La coordination de l'offre et de la demande censée stabiliser les prix ne fonctionne pas. La raison en est le coût et le temps nécessaires à la construction de nouveaux équipements de production et de transport dans un contexte où il est difficile pour les entreprises de formuler des anticipations fiables justifiant des investissements à long terme.

Les entorses au libre marché dictées par les enjeux de politique environnementale visant à stimuler les énergies renouvelables avaient déjà créé des difficultés. L'injection d'électricité renouvelable rémunérée hors marché par des prix d'achat garantis très élevés avait, dans un contexte de stabilité de la demande d'électricité, engendré une chute des prix de gros partout en Europe, qui avait fragilisé les centrales classiques (thermiques à combustible fossile et nucléaires), financées, à la différence des renouvelables, par ces prix de gros et impacté les investissements à long terme et le renouvellement du parc.

Plus généralement, la concurrence introduite au moyen de règles particulières en réponse à un héritage historique, contrevenant de fait au libre fonctionnement du marché, n'a abouti, ni à la baisse des prix pour le consommateur final, ni au développement de nouveaux investissements, faute d'avoir permis un calibrage de l'offre future en rapport avec une demande dont l'expansion était mal évaluée.

Les difficultés dans lesquelles se trouve aujourd'hui un système dont le fonctionnement est subordonné exclusivement au mécanisme des prix ne sont guère surmontées en recourant à des taxes imposées aux entreprises qui font des profits « anormaux » et en utilisant le produit de cette taxation pour atténuer l'impact de la hausse du prix sur le pouvoir d'achat du consommateur final. Il n'est pas évident, en effet, de mettre en œuvre ce mécanisme, ni de garantir son efficacité aussi bien en termes d'investissement à réaliser que de compensation au bénéfice des ménages les plus touchés. Sans compter que l'impact sur les entreprises victimes de la hausse

du prix de l'électricité n'est pas considéré.

La nécessité de revoir l'organisation industrielle

La crise du marché européen de l'électricité est survenue du fait d'un événement extérieur d'ordre géopolitique. Elle a pourtant un fondement qui tient à son architecture et, plus généralement à l'organisation de l'industrie. Les mêmes errements ont d'ailleurs été observés dans le passé dans d'autres circonstances, en l'occurrence en Californie (voir encadré). Dans les deux cas, les incitations à investir se sont avérées insuffisantes révélant la défaillance de la capacité d'anticiper faute d'une bonne coordination entre les différents acteurs de la filière. L'on devrait pourtant savoir qu'en situation d'incertitude relative au marché et aux technologies, le système des prix n'est pas suffisant comme source d'information, et qu'il faut recourir à des formes spécifiques d'organisation signifiant que l'économie de marché, n'obéissant pas seulement à un signal prix, n'est pas réductible à de pures relations d'échange entre acteurs indépendants [\[1\]](#). La coordination requise n'est rendue possible que grâce à l'existence de codes de conduite, en fait d'imperfections de marché, qui structurent les relations entre les acteurs du secteur et de la filière, et dont l'objet est la transmission et la création de l'information pertinente afin de tirer avantage d'actions conjointes [\[2\]](#).

Aussi, la crise appelle-elle une révision de l'organisation, certes du marché européen de l'électricité, mais aussi de l'organisation industrielle. Plusieurs solutions peuvent être envisagées (Percebois J. 2022 'Flambée des prix de l'électricité : quelle réforme structurelle du marché européen ?', *Connaissances des énergies*, 11/09/22). Parmi elles, deux retiennent plus particulièrement l'attention. L'une consisterait à mettre en place un mécanisme d'acheteur unique. Celui-ci négocierait des contrats à long terme avec les différents producteurs de telle sorte que les prix s'alignent sur le coût marginal à long terme et non sur le coût variable

de court terme. L'autre solution consisterait à revenir à un monopole (intégré ou non) adossé à une planification à long terme des investissements de production dont la conséquence est que le tarif pourrait se faire au coût moyen. L'objectif est de créer les conditions d'un investissement massif dans de nouvelles capacités de production en écartant tout système à flux tendus. Dans un cas comme dans l'autre, c'est bien d'une nouvelle organisation industrielle dont il est question, bien différente de celle imposée par la libéralisation telle qu'elle a été conduite, calquée sur celle réussie des télécommunications alors que la nature du bien et la nouvelle donne technologique étaient, dans ce dernier cas, totalement différentes (voir encadré).

Le cas français

Dans le contexte français, restructurer l'organisation industrielle conduit à s'interroger sur le statut et le périmètre des activités de l'opérateur historique EDF. Il a un moment été question de scinder celui-ci en trois entités : une entreprise publique pour les centrales nucléaires ; une autre cotée en Bourse pour la distribution d'électricité et les énergies renouvelables ; et une troisième qui coifferait les barrages hydroélectriques dont les concessions seraient remises en concurrence. Le projet de scission s'appuyait sur l'idée que l'intégration des activités de production d'électricité à base de nucléaire – sur lesquelles EDF est en situation de monopole – avec les activités de fourniture représentait une distorsion importante de concurrence. Implicitement, seule était considérée la structure du marché des fournisseurs d'électricité qui devaient être placés à égalité avec le producteur historique. C'était faire financer par la puissance publique les coûts non immédiatement recouvrables (*sunk costs*) de la construction de centrales nucléaires, construction dont la durée est particulièrement longue dans des conditions technologiques jamais totalement maîtrisées au départ. Un tel schéma, qui ne faisait

qu'entériner les atermoiements de la stratégie nucléaire, n'est plus à l'ordre du jour.

L'objectif devrait, désormais, être de permettre à EDF de poursuivre le développement de différents types de centrales, nucléaires, solaires ou éoliennes. L'efficacité de cette stratégie repose sur un renforcement de son contrôle sur les différents segments des filières technologiques concernées ainsi que sur les différentes qualifications de main d'œuvre requises. Elle devrait passer, à tout le moins, par la mise en œuvre de contrats à long terme en amont comme en aval et avec les salariés.

Une telle option n'implique pas de renoncer au principe de concurrence. Celle-ci doit avoir pour objet d'adapter structure et technologie aux nouvelles conditions de marché et s'exercer par l'investissement et l'innovation entre entreprises similaires, au lieu de s'exercer par des prix, qui devraient plutôt être relativement stables en étant basé sur les coûts de longue période. Ces entreprises ne peuvent pas être uniquement des fournisseurs d'électricité. Elles doivent être aussi des producteurs investissant dans leurs propres centrales et leurs propres filières. L'une de ces entreprises est aujourd'hui TotalEnergies engagée, entre autres, dans le solaire et l'éolien. Par ailleurs, il est souhaitable que joue la sélection et disparaissent du marché les acteurs, acheteurs et vendeurs d'électricité, qui agissent en tant que simples traders et se livrent à la spéculation. Le fait que ces acteurs soient actuellement victimes de la hausse vertigineuse du prix va dans ce sens. Une évolution de même nature devrait permettre un assainissement du marché des installations d'équipements solaires et éoliens aujourd'hui soumis à des comportements erratiques de la part de certains offreurs faisant face aux collectivités territoriales.

Une telle évolution du secteur est subordonnée à la possibilité pour les entreprises de bénéficier d'un capital patient. Seul, en effet, un tel engagement, de banquiers ou

d'actionnaires (y compris publics), favorisant la maîtrise du temps nécessaire à la réalisation des investissements, leur permettra de disposer d'un montant élevé des capitaux pendant une longue durée[3]. Le propre d'un tel engagement est de n'être vulnérable, ni au surgissement de conjonctures difficiles, ni aux tentations de changement brusque d'orientation. Il ne peut que favoriser la stabilité nécessaire.

L'organisation stable de l'industrie de l'électricité apparaît ici comme le complément nécessaire d'une politique publique si l'on veut que celle-ci ne soit pas assujettie à ces aléas électoraux qui ont pu venir, dans un passé récent, perturber la cohérence temporelle des choix d'investissement des entreprises.

Certes la réorganisation requise dont les effets attendus sont à long terme, ne résout pas à court terme le problème de l'envolée des prix. Aussi est-il nécessaire, pour réguler rapidement le marché de l'électricité, de réguler celui du gaz. La solution passe par la mise en place de prix plafonds administrés grâce à une intervention publique forcément délicate dans un contexte international impliquant de passer par des accords entre pays acheteurs de l'Union Européenne et pays vendeurs au premier rang desquels la Norvège et les États-Unis.

Un enseignement de portée générale

Les situations extrêmes sont souvent celles au cours desquelles apparaît la vraie nature des problèmes et prend corps une analyse donnant les moyens de les résoudre. Ainsi, la Grande Dépression a-t-elle révélé l'existence de défauts de coordination entre l'offre et la demande à l'échelle macroéconomique, que ne pouvaient pas résoudre des baisses de prix et de salaires, et la nécessité pour y pallier d'une action publique globale visant, non pas à se substituer au marché, mais à aider à son bon fonctionnement. La crise

énergétique révèle aujourd'hui que le bon fonctionnement du marché de l'électricité n'est pas assuré par un mécanisme de formation des prix conduisant à leur volatilité excessive, mais exige que prennent place des formes de coordination et de coopération – une organisation industrielle – qui créent les incitations nécessaires à investir sans remettre en cause l'économie de marché. Cette leçon est de portée générale en économie industrielle jusqu'à présent trop focalisée sur une logique de choix et délaissant la question de la coordination.

* * *

Encadré 1 : *Californie 2001 : un précédent occulté*

Les interrogations sur le fonctionnement du marché de l'électricité ne sont pas nouvelles. Le black-out de l'électricité observé en Californie en 2001 était déjà exemplaire des défaillances attribuables à la volatilité excessive des prix. La réforme qui avait été mise en place visait à créer un marché de l'électricité aussi proche que possible d'une concurrence parfaite. Dans une première étape, il s'était agi d'imposer aux firmes en place – les *utilities* – d'acheter de l'électricité à de nouveaux producteurs, utilisant de nouvelles technologies, dans le cadre de contrats à long terme. Cela a eu pour effet positif de favoriser l'émergence de ces nouvelles technologies, mais dans le cadre d'un contexte contraignant qui n'a pas permis aux clients de faire pression sur les producteurs pour qu'ils baissent les prix de l'énergie. Aussi, dans une deuxième étape, un véritable marché de gros de l'électricité, centralisé, fonctionnant suivant un mécanisme d'enchères, a été mis en place, afin de mettre véritablement en concurrence producteurs et distributeurs. Par souci de protéger le client final, les prix de détail sont restés réglementés. L'intégration verticale a été proscrite de telle sorte que les *utilities* qui possédaient leurs propres centrales, ont été amenées à les vendre et à recourir davantage au marché. Dans ces conditions, le marché a, très rapidement, été déséquilibré. Les

producteurs, anticipant notamment l'insolvabilité des distributeurs, ont réduit leur offre relativement à une demande en forte croissance et largement inélastique par rapport aux prix. Les règles suivies (dé-intégration verticale, création d'un marché de gros de l'électricité, prix plafond à la distribution) ont engendré des contraintes et des comportements qui se sont traduits par cette forte volatilité des prix sur le marché de gros et, par suite, par la faillite des entreprises de distribution. Cette situation prévisible a découragé les décisions d'investissement et créé des distorsions dans la structure de la capacité productive. Elle a aussi créé les conditions pour que de nouvelles firmes – des 'traders' en électricité comme Enron – entrent sur le marché et prennent avantage de la volatilité des prix avec la conséquence de l'exacerber. La manière de se protéger de la volatilité excessive aurait dû être de s'assurer qu'une large fraction de la demande serait couverte par des contrats de long terme à prix fixes. "Ces contrats permettent à la fois de protéger les consommateurs contre la volatilité des prix (ils agissent comme une police d'assurance) et de réduire les incitations des fournisseurs à exercer leur pouvoir de marché lorsque l'offre se restreint. Ces contrats peuvent également faciliter le financement de nouvelles centrales électriques." [\[4\]](#). En fait, la réforme de la régulation menée à l'époque en Californie avait trop mis l'accent sur les gains à court terme d'une électricité à bas prix quand la situation de capacité excédentaire prévalait, alors qu'elle avait négligé d'introduire des mécanismes de régulation qui aurait réellement empêché la volatilité des prix et soutenu les investissements dans les nouveaux établissements de production et de transport de l'électricité. La libéralisation du marché s'est faite dans des conditions qui ne permettaient pas à ce marché de jouer son rôle d'amortisseur des déséquilibres et des fluctuations erratiques des prix.

* * *

Encadré 2 : L'industrie des télécommunications : une analogie trompeuse

L'industrie des télécommunications telle qu'elle existait jusque dans les années 1990, qui était verticalement intégrée, était innovatrice, mais elle avait uniquement développé des innovations de processus dont l'objectif était des baisses de coûts et une extension des réseaux. Il n'y avait aucune incitation pour de nouveaux offreurs de développer de nouveaux biens d'équipement qui auraient rendu possible de fournir de nouveaux produits et de nouveaux services de télécommunications. Cet état de choses était largement dépendant de l'absence d'investissements complémentaires de la part de monopoles qui contrôlaient l'activité de réseaux. En introduisant la concurrence entre les opérateurs de réseaux, la déréglementation a rendu crédibles, et surtout viables, la naissance et le développement de nouveaux offreurs, apparaissant ainsi comme le moyen de rendre le processus d'innovation viable plutôt que comme le moyen de rendre les prix optimaux. En retour, l'apparition de nouveaux offreurs a significativement abaissé les barrières technologiques. Elle a ainsi favorisé l'entrée, désormais autorisée, de nouveaux opérateurs en capacité d'embaucher des employés qui avaient accumulé de l'expérience et des connaissances chez les offreurs de biens et services et en achetant les équipements et logiciels offerts par ces offreurs (Fransman M., 2002, *Telecoms in the Internet Age*, Oxford, Oxford University Press).

[1] Arrow, 1959 « Toward a Theory of Price Adjustment » in Abramovitz M. *et alii*, *The Allocation of Economic Resources*, Stanford, Stanford University Press, p. 46-47

[2] Arrow, 1974, *The limits of organization*, New York, Norton, p. 50-59

[3] C. Mayer, 2013, *Firm Commitment*, Oxford University Press.

[4] Joskow P., 2001, « California's Electricity Crisis », *NBER Working Paper*, n° 8442 p. 43-44, reproduit dans *Oxford Review of Economic Policy*, vol. 17, n° 3, pp. 365-388.

Dépendance commerciale UE-Russie : les liaisons dangereuses*

par [Céline Antonin](#)

* *Ce texte s'appuie sur les informations disponibles en date du 28 février 2022.*

Le déclenchement du conflit entre la Russie et l'Ukraine le 24 février a donné lieu à une salve de décisions visant à pénaliser la Russie. Après la suspension par l'Allemagne de l'autorisation de mise en service du gazoduc Nord Stream 2 reliant la Russie à l'Allemagne, les annonces de sanctions se sont multipliées tous azimuts. Ces sanctions décidées par les gouvernements sont pour l'heure d'ordre financier et visent l'infrastructure de paiements : interdiction faite aux institutions financières d'effectuer des transactions avec les banques russes, gel d'avoirs russes dans les banques étrangères, gel des avoirs de la Banque centrale de Russie, exclusion de certaines banques russes du système interbancaire SWIFT. Certaines vont encore plus loin : reprenant la phraséologie du gouvernement ukrainien, d'autres évoquent des sanctions commerciales directes *via* des embargos ciblés sur certains produits d'exportation ou d'importation. Aujourd'hui le danger porte sur l'approvisionnement énergétique. Car la

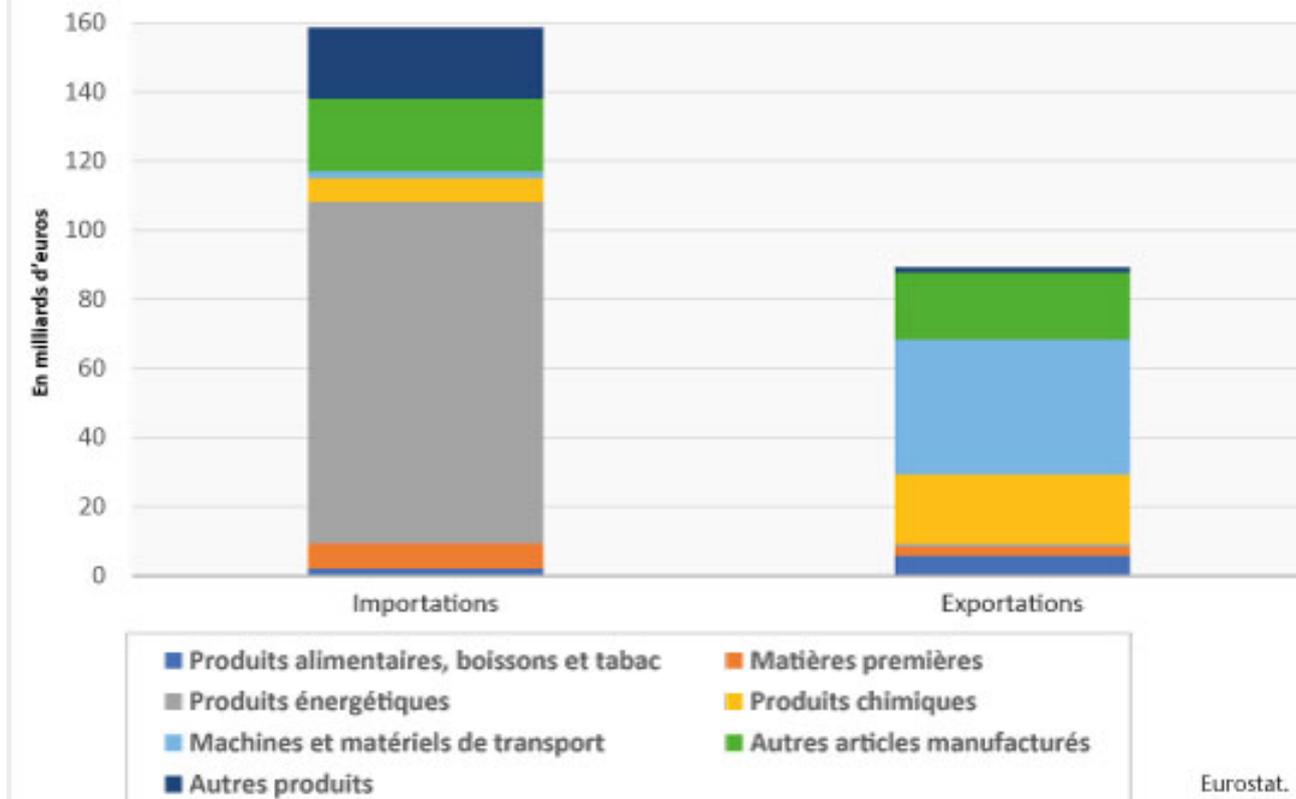
Russie pourrait à son tour « punir » l'Union européenne ; elle est en effet son principal fournisseur de matières premières énergétiques, même si elle se priverait, ce faisant, de sa principale source de revenus.

Ainsi, le risque d'une escalade de sanctions nous invite à examiner l'état du commerce UE-Russie et, notamment, la dépendance européenne à l'égard de son voisin de l'Est. On constate que le degré de dépendance – notamment énergétique – est hétérogène entre pays. En conséquence, une rupture d'approvisionnement énergétique affecterait les pays de façon contrastée et risquerait de fragiliser l'unité politique de l'Union européenne.

Union européenne : une balance commerciale déficitaire avec la Russie

La Russie est le cinquième plus grand partenaire de l'UE en matière commerciale : elle représente 4,1 % des exportations de biens (89 milliards d'euros) et 7,5 % des importations de biens de l'UE (158 milliards d'euros) en 2021 (graphique 1). Ainsi, la balance commerciale de l'UE avec la Russie est déficitaire ; l'UE importe à hauteur de 62 % des matières premières énergétiques (pétrole, gaz naturel, charbon, aluminium, ...) et exporte vers la Russie du matériel de transport, des produits chimiques (médicaments, produits pharmaceutiques) et d'autres articles manufacturés.

Graphique 1. Commerce de l'Union européenne avec la Russie, 2021



Les pays de l'Union européenne ne sont pas exposés de la même façon au commerce avec la Russie. Sans surprise, les pays les plus exposés au commerce bilatéral sont les pays situés à l'est de l'Europe (tableau) : la Lituanie (14,1 %), la Lettonie (10,3 %), la Finlande (9,1 %), l'Estonie (6,9 %), la Bulgarie (6,0 %) ou la Pologne (4,7 %).

Tableau. Exposition des pays de l'Union européenne au commerce bilatéral avec la Russie, moyenne 2015-2019, et principaux produits importés et exportés

	Exposition à la Russie, 2015-2019*	Principaux produits importés	Principaux produits exportés
Lituanie	14,1	pétrole; gaz; fer et acier	machines et appareils industriels; machines et appareils électriques
Lettonie	10,3	gaz; fer et acier; engrais	boissons; machines et appareils industriels; produits médicaux et pharmaceutiques
Finlande	9,1	pétrole; minerais métallifères; électricité	papiers et cartons; machines et appareils industriels; minerais métallifères
Estonie	6,9	pétrole; ouvrages en liège et bois; fer et acier	machines et appareils industriels; machines et appareils électriques
Bulgarie	6,0	pétrole; gaz; métaux non ferreux	produits médicaux et pharmaceutiques; machines et appareils électriques; machines et appareils industriels
Pologne	4,7	pétrole; fer et acier	machines et appareils industriels; véhicules; machines et appareils électriques
Grèce	4,0	pétrole; gaz; métaux non ferreux	minéraux métallifères; métaux non ferreux; légumes
Hongrie	2,8	gaz; pétrole; chimie inorganique	produits médicaux et pharmaceutiques; véhicules; machines et appareils électriques
Pays-Bas	2,6	pétrole; métaux non ferreux; gaz	produits médicaux et pharmaceutiques; machines et appareils de bureau; machines et appareils électriques
Roumanie	2,5	pétrole; gaz; charbon	véhicules; machines et appareils électriques; machines et appareils industriels
Italie	2,5	gaz; pétrole; métaux non ferreux	machines et appareils industriels; vêtements et accessoires
Allemagne	2,3	pétrole; métaux non ferreux; charbon	véhicules; machines et appareils industriels; produits médicaux et pharmaceutiques
Suède	2,1	pétrole; chimie inorganique; gaz	véhicules, machines et appareils industriels
Tchéquie	2,0	pétrole; gaz; fer et acier	véhicules; machines et appareils électriques; machines et appareils industriels
Slovénie	1,8	pétrole; gaz; engrais	produits médicaux et pharmaceutiques; machines et appareils électriques; chimie organique
Belgique	1,7	pétrole; minerais métalliques non manufacturés; fer et acier	produits médicaux et pharmaceutiques; plastiques; chimie organique
Autriche	1,5	pétrole; engrais; ouvrages en liège et bois	produits médicaux et pharmaceutiques; machines et appareils industriels
Croatie	1,4	pétrole; métaux non ferreux; gaz	produits médicaux et pharmaceutiques; graines et oléagineux; vêtements
Danemark	1,4	pétrole; fer et acier; nourriture pour animaux	machines et matériels industriels; poissons; machines et appareils électriques
France	1,2	pétrole; gaz; charbon	autres équipements de transport; huiles essentielles; produits de parfumerie et d'entretien; produits médicaux et pharmaceutiques
Chypre	1,2	autres équipements de transport; céréales; nourriture pour animaux	autres équipements de transport; produits médicaux et pharmaceutiques
Portugal	1,0	pétrole; gaz; fer et acier	machines et appareils industriels; véhicules; machines et appareils électriques
Espagne	0,9	pétrole; gaz; fer et acier	vêtements; véhicules; machines et appareils industriels
Luxembourg	0,5	métaux non ferreux; produits chimiques; machines pour le travail des métaux	autres équipements de transport; plastiques; papiers et cartons
Irlande	0,4	pétrole; charbon; engrais	minerais métallifères; produits médicaux et pharmaceutiques; appareils de photographie et d'optique
Malte	0,3	articles manufacturés divers; papier et papeterie; engrais	produits médicaux et pharmaceutiques; vêtements; machines et appareils électriques

Eurostat.

* On mesure ici l'exposition du pays X au commerce bilatéral avec la Russie par la moyenne entre le pourcentage des importations de biens du pays X en provenance de Russie (rapportées aux importations totales) et le pourcentage des exportations de biens du pays X vers la Russie (rapportées aux exportations totales).

Une dépendance énergétique hétérogène entre pays

Ainsi, on constate que la dépendance à la Russie est essentiellement de nature énergétique. Cela étant, le degré de

dépendance est variable entre pays et dépend de plusieurs facteurs :

- *Le mix énergétique du pays* : la France, dont le nucléaire représente 41 % du *mix* énergétique, jouit *de facto* d'une indépendance plus forte que l'Allemagne dont le *mix* énergétique dépend plus fortement des combustibles fossiles importés (charbon, gaz, pétrole) ;
- *Les ressources énergétiques dont dispose le pays (le degré d'autosuffisance)* : certains pays disposent de ressources gazières (Pays-Bas) ou de charbon (Pologne, Allemagne, Tchéquie) ;
- *La part des importations russes dans le total des importations* : ainsi, les pays les plus à l'Est sont souvent ceux dont l'approvisionnement est le moins diversifié. Pour le gaz naturel dont le transport s'effectue par gazoducs, les pays du sud de l'Europe peuvent importer du gaz d'Algérie ou de Libye. La France, la Belgique ou l'Allemagne importent également des quantités substantielles de gaz norvégien. Quant aux pays d'Europe centrale et orientale, ils sont largement exposés à la Russie via les gazoducs Yamal (Russie/ Biélorussie/ Pologne/ Allemagne ou Russie/ Biélorussie/ Ukraine/ Slovaquie/ République tchèque), Droujba (Russie/ Ukraine/ Slovaquie/ République tchèque ou Russie/ Ukraine/ Moldavie/ Roumanie/ Bulgarie), et Turkstream/ Tesla Pipeline (Russie/ Turquie/ Grèce/ Bulgarie/ Serbie). Le gaz naturel liquéfié (GNL), majoritairement importé des États-Unis ou du Qatar, et qui permet de s'abstraire de l'infrastructure des gazoducs grâce au transport par méthaniers, ne représente pour l'heure que 23,5 % des importations de gaz en Europe (BP, 2020). La possibilité de déployer le GNL à grande échelle au sein d'un pays se heurte en effet au problème des infrastructures. Au total, l'Europe dépend de la Russie pour 30 % de ses importations de pétrole et produits pétroliers.

Pour mesurer l'exposition énergétique des pays d'Europe à la Russie, on peut construire un indice de dépendance énergétique qui dépendra à la fois du *mix* énergétique, de la part de la Russie dans les importations et de l'ampleur des importations nettes (importations nettes des exportations et des variations de stocks). Pour un pays donné, cet indice se calcule de la façon suivante :

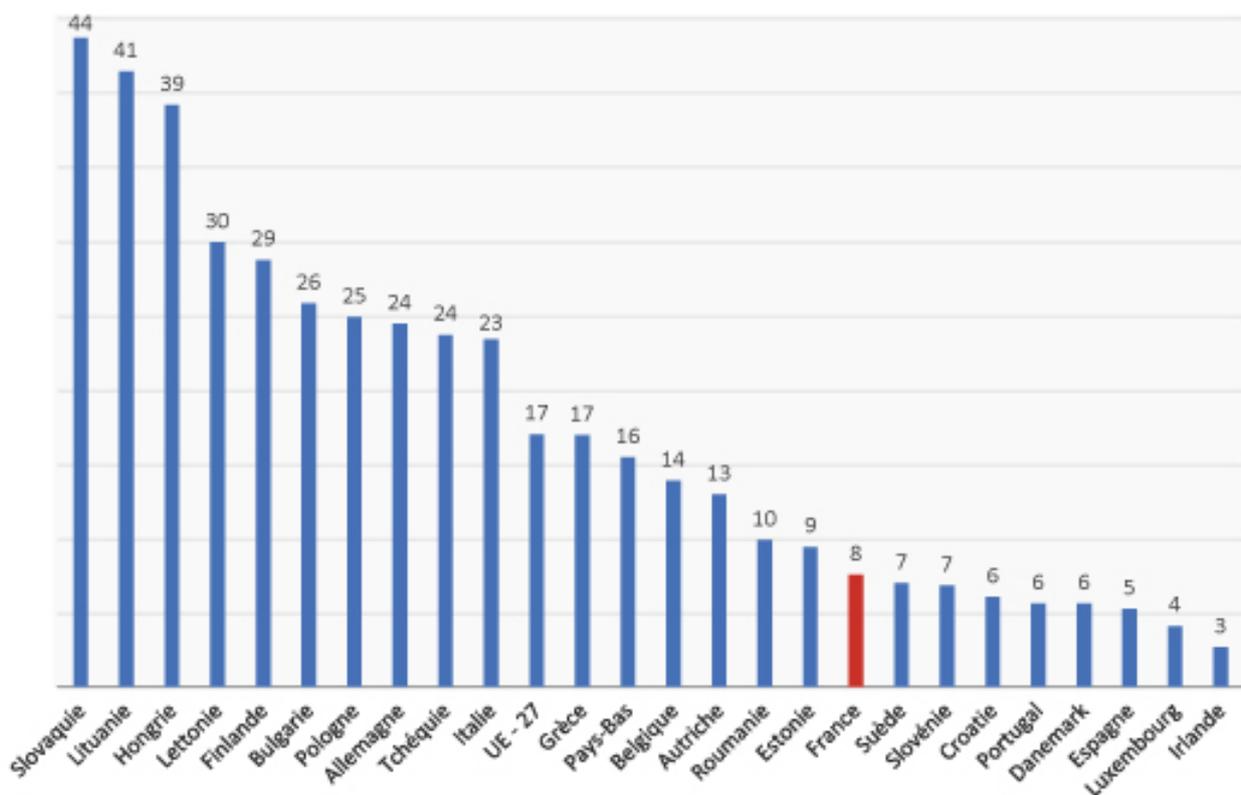
$$Indice = \sum_{s=\{\text{charbon, gaz, pétrole, biocarburants, nucléaire}\}} a_s \times \frac{Imp_{Russie,s}}{Imp_{Monde,s}} \times \frac{Imp\ nettes_s}{Energie\ brute\ disp_s}$$

a_s représente la part de chacune des énergies (charbon, gaz, pétrole, biocarburants et nucléaire) dans le mix énergétique total. Le ratio $Imp_{Russie,s} / Imp_{Monde,s}$ représente la part des importations en provenance de Russie dans le total des importations du pays pour la source d'énergie s . Le ratio $Imp\ nettes_s / Energie\ brute\ disp_s$ représente la part des importations nettes des exportations et des variations de stocks de la source d'énergie s , dans le total de l'énergie s disponible du pays considéré [1]. Si ce ratio est négatif (le pays exporte davantage qu'il n'importe), alors on considère que le ratio est égal à zéro pour la source d'énergie s . Autrement dit, $Imp\ nettes_s / Energie\ brute\ disp_s = \max [0, (Importations_s - Exportations_s + Variations\ de\ stocks_s) / Energie\ brute\ disp_s]$. Pour rappel, $Energie\ brute\ disp = production\ primaire + produits\ récupérés\ et\ recyclés + importations - exportations + variations\ de\ stocks$. Les données sont issues d'Eurostat. Par construction, l'indice est compris entre 0 (dépendance nulle aux importations russes) et 100 % (dépendance totale).

La Slovaquie est le pays qui a la dépendance énergétique à la Russie la plus marquée. Bien que 24 % de son *mix* énergétique soit composé d'énergie nucléaire, elle est très dépendante des importations russes de gaz et de pétrole. La Hongrie est également très dépendante du gaz russe (95 % des importations) et du pétrole russe (51 %). Sans surprise, on constate que

parmi les pays les plus dépendants se trouvent deux pays baltes, la Lituanie (41 %) et la Lettonie (30 %). L'Estonie en revanche, dont le *mix* énergétique est composé à 65 % d'énergies renouvelables, est globalement peu dépendant de son voisin russe. La Finlande, la Pologne et l'Allemagne sont également assez dépendantes de la Russie, pour environ un quart de leur approvisionnement total. Grâce à l'énergie nucléaire, la France a un indice de dépendance faible – seulement 8 % – à la Russie. On constate que les pays d'Europe de l'Ouest sont globalement les moins dépendants (Portugal, Espagne, Irlande, ...). Il faut noter que cet indice renseigne sur l'intensité de la dépendance à la Russie mais ne présage pas de la capacité des pays à trouver des fournisseurs alternatifs ou à substituer du GNL au gaz naturel classique. Seuls les dix pays possédant des terminaux de regazéification sont susceptibles de recevoir du GNL à grande échelle, ce qui est le cas de la Belgique, la France, la Grèce, l'Italie, la Lituanie, Malte, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal et l'Espagne.

Graphique 2. Indice de dépendance énergétique à la Russie



Je remercie spécialement Pierre Bossuet (Covéa Finance) pour sa relecture attentive, même si les erreurs et imprécisions n'engagent que moi.

Eurostat, calculs de l'auteur.

Notons que cette dépendance européenne est en réalité une interdépendance : de son côté, la Russie dépend de l'Union européenne et des exportations de matières premières énergétiques. Ces dernières représentent 61 % des exportations russes, dont 46 % pour le pétrole et les produits pétroliers, 11 % pour le gaz et 4 % pour le charbon. Par ailleurs, les revenus du gaz et du pétrole constituent une part importante du budget fédéral russe : en 2019, ils représentaient 41 % du budget (37 % en 2021). Notons que cette part a baissé depuis 2014 où les recettes issues du gaz et du pétrole représentaient 50 % du budget, ce qui révèle des progrès dans la diversification de l'économie russe. Au niveau des flux de capitaux, 40 % des investissements directs étrangers en Russie sont d'origine européenne, avec une part importante des Pays-Bas (12 %), du Royaume-Uni (10 %) et de la France (7 %).

L'embargo, un outil à manier avec précaution

En cas de ruptures majeures dans l'approvisionnement

énergétique, les entreprises et ménages européens devraient trouver dans l'urgence d'autres sources de fourniture. Sur le marché du gaz naturel, le GNL venu des États-Unis et du Qatar pourrait offrir des quantités d'appoint. Cependant, étant donné les contraintes physiques liées au transport de gaz et les infrastructures nécessaires, aucun pays ne pourrait intégralement compenser le manque à gagner si les approvisionnements russes venaient à se tarir.

Sur le marché du pétrole, le contexte est celui d'une pénurie d'offre. Malgré ses engagements réitérés, en janvier 2022, l'OPEP 10 (hors Venezuela, Libye et Iran) ne parvient pas à atteindre le niveau des quotas que le cartel s'est imposé en août 2021, en raison de problèmes d'infrastructures et d'investissements, mais aussi d'un choix politique : l'Arabie saoudite et les Émirats arabes unis refusent d'utiliser leur capacité de production excédentaire pour combler le manque de volume de leurs partenaires. Par ailleurs, la production étatsunienne n'a pas encore retrouvé son niveau pré-crise. La Russie est le troisième producteur mondial de pétrole brut avec une production moyenne de 10,5 Mbj en 2020 (soit plus de 10 % de l'offre totale). Si une partie de cette production venait à disparaître du marché, le déséquilibre entre offre et demande se creuserait, provoquant une nouvelle hausse des cours. Dans le cas de l'Iran, sous l'effet des sanctions occidentales, les exportations iraniennes étaient ainsi passées de 2,5 Mbj en 2017 à 0,4 Mbj en 2020. Si la Russie est privée de la capacité d'exporter ses matières premières vers les pays occidentaux, elle pourrait éventuellement exporter une partie de sa production vers des pays tiers (Inde, Chine) avec une décote, mais ce débouché serait trop limité pour lui permettre de maintenir son niveau d'exportation actuel.

Quelles seraient les marges de manœuvre du côté russe ? Le pays tenterait de renforcer son commerce extérieur avec la Chine, qui représente un quart de ses importations. La Russie pourrait accroître la part de ses exportations vers la Chine

et l'Inde, mais sans que cela ne lui permette de compenser le manque à gagner européen. Autre possibilité, la Russie pourrait « profiter » des sanctions pour tenter d'accroître son indépendance. Ce fut le cas lors de la crise en Ukraine de 2014 où les sanctions européennes avaient provoqué un embargo russe sur plusieurs produits d'exportation agricoles, notamment d'origine européenne.

Étant donnée la sensibilité de la question énergétique, aucun gouvernement de l'Union européenne n'a voté de sanction commerciale contre la Russie. Et pour cause : les conséquences globales d'une rupture d'approvisionnement en énergie seraient un regain d'inflation et une perte de pouvoir d'achat pour les ménages ainsi que des difficultés accrues pour les entreprises déjà affectées par la pandémie de Covid-19. Mais le fait saillant, c'est que les pays de l'Union européenne ne sont pas égaux devant le risque énergétique étant donnée leur exposition hétérogène à la Russie et que des ruptures d'approvisionnement risqueraient de fragiliser l'unité politique de l'Union européenne à l'aune des intérêts énergétiques nationaux.

[\[1\]](#) L'énergie brute disponible représente la quantité de produits énergétiques nécessaires pour satisfaire toute demande d'entités dans un pays donné. Elle est égale à la somme de la consommation intérieure brute d'un pays et des soutes internationales (les soutes internationales sont les consommations des navires et avions assurant les liaisons internationales).

Gaz naturel : pourquoi ça flambe ?

par [Céline Antonin](#)

Entre décembre 2020 et décembre 2021, le prix du gaz naturel sur le marché à terme TTF, référence européenne pour le marché de gros, a été multiplié par sept pour atteindre le record de 108 euros/MWh. Historiquement, l'intérêt porté à cette source d'énergie est souvent passé au second plan pour plusieurs raisons : le mode de fixation de ses prix (contrats de très long terme, indexation sur le prix du pétrole), ou encore sa substituabilité à d'autres sources d'énergie à moyen terme. En effet, le gaz est en concurrence avec les autres sources d'énergie dans ses usages directs (chauffage, cuisson) et indirects (production d'électricité). Cette substituabilité n'est cependant vraie qu'à moyen terme pour les usages directs : il est par exemple nécessaire que le coût de remplacement du gaz par l'électricité (coûts d'installation, de résiliation d'abonnement, etc.) soit supérieur au gain lié au différentiel de prix entre les deux énergies sur plusieurs années pour qu'un ménage opère la substitution.

Ce record historique a ravivé l'attention portée au gaz naturel, source d'énergie fossile qui représente 15 % du *mix* énergétique français et 23 % du *mix* énergétique européen en 2020. Ce billet de blog vise à comprendre les raisons de la flambée des cours du gaz européen en 2021 et son impact en France. Comme ce marché est très régional, il faut d'abord revenir sur le fonctionnement du marché européen du gaz naturel et sur ses déterminants conjoncturels et structurels. Il s'agit ensuite de comprendre le mode de calcul des prix du gaz dans le cas français. Cela permet enfin d'évoquer les conséquences de cette hausse : si elles sont limitées pour les consommateurs du fait du gel des prix décidé en octobre 2021, elles interrogent néanmoins sur l'évolution future du *mix* énergétique, l'indépendance énergétique et la transition écologique. Ainsi, la perte de compétitivité du gaz naturel par rapport au charbon risque de compromettre les objectifs de transition énergétique. La solution apportée par le gazoduc Nord Stream 2 permettrait d'y remédier mais au prix d'un accroissement de la dépendance énergétique de l'Europe à la Russie.

La régionalisation du marché explique en partie l'envolée des cours en 2021

Le marché du gaz, un marché régionalisé

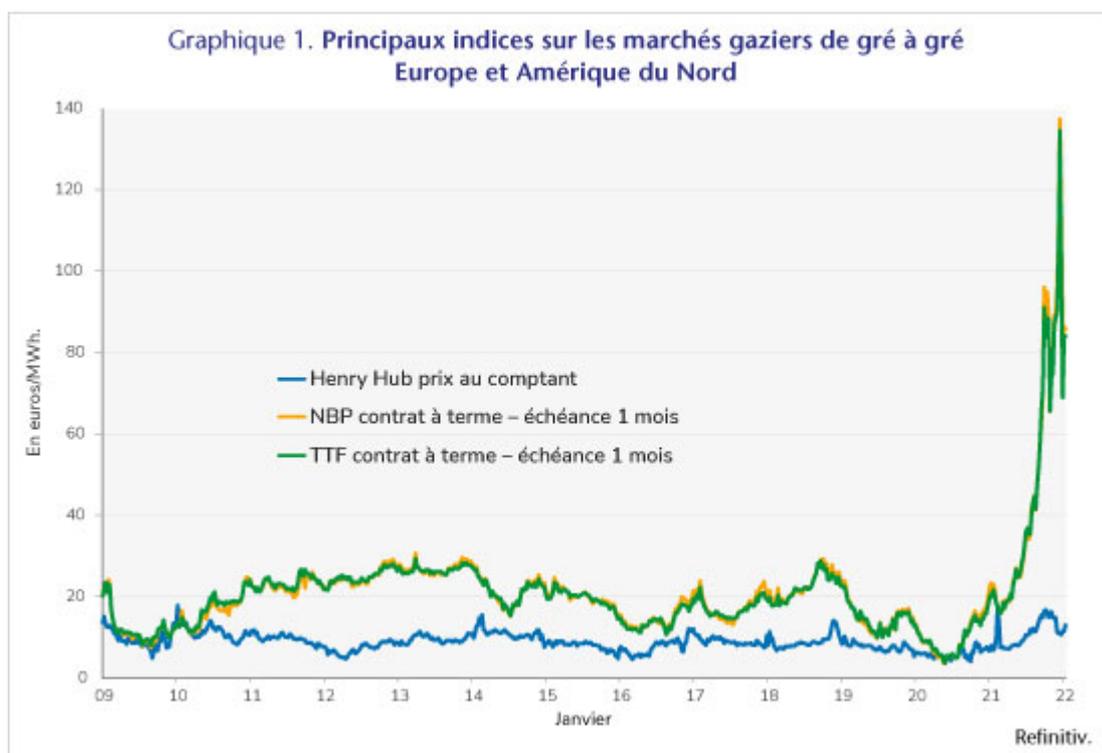
En dépit du développement du

gaz naturel liquéfié (GNL), qui représente 52 % du commerce mondial en 2020[1] – contre 42 % dix ans plus tôt –, le marché du gaz naturel reste encore fortement régionalisé. La « nature » du gaz et le coût du transport ont jusqu'à présent constitué des obstacles au commerce transcontinental, les pays consommateurs s'efforçant de s'approvisionner au plus proche de leurs besoins. Le gaz naturel est transporté par gazoduc alors que le gaz naturel liquéfié est acheminé par voie maritime jusqu'aux terminaux méthaniers. On distingue ainsi trois marchés régionaux : européen, américain et asiatique.

Le système de formation des prix est **hybride** : il repose d'une part sur les contrats de long terme s'étendant fréquemment sur plusieurs dizaines d'années, d'autre part sur les marchés de gré à gré (marchés au comptant ou à terme). Si les contrats de long terme ont longtemps prévalu, les marchés de gré à gré acquièrent une place croissante, ce qui augmente le risque de volatilité des prix.

La régionalisation des marchés du gaz explique les évolutions divergentes de prix passées entre les marchés européen et nord-américain[2]. Au début des années 2010, le différentiel de prix entre États-Unis et Europe s'est creusé (graphique 1) en raison du développement fulgurant du gaz de schiste nord-américain qui a entraîné une abondance de l'offre dans la zone américaine. Dès 2019, avant même la crise sanitaire, les cours

du gaz sur le marché européen ont baissé : la consommation asiatique a en effet diminué, ce qui a accru l'offre de GNL à destination du marché européen. Avec le déclenchement de la crise du Covid-19 début 2020, le phénomène s'est amplifié. Baisse de la consommation, offre abondante de GNL, niveaux de stocks élevés, recul des cours du pétrole : tous ces ingrédients ont concouru à la chute des prix du gaz en Europe. En mai 2020, le prix des contrats à terme à échéance 1 mois a touché un point historiquement bas, atteignant 3,60 €/MWh sur le marché NBP et 3,70 €/MWh sur le marché TTF. Sur le marché américain en revanche, le prix du gaz (Henry Hub) est resté relativement stable car l'offre a baissé concomitamment à la demande. Cela s'explique par deux facteurs : l'importance du gaz de schiste dans la production gazière américaine et la corrélation entre extraction de pétrole et de gaz de schiste. La production de pétrole s'étant effondrée dans les zones de schiste américaines, il en est allé de même pour la production de gaz.



L'envolée des cours du gaz européen en 2021

Depuis le début de l'année

2021, les prix européens du gaz naturel s'envolent et l'écart avec le continent américain explose. Plusieurs facteurs expliquent cette flambée, notamment des facteurs conjoncturels : saison hivernale, faible niveau des stocks, ou reprise économique après la récession de l'année 2020. Autre paramètre clef, le rôle joué par la Russie qui assure 33 % des importations européennes en 2020, ce qui en fait le premier fournisseur de l'Europe alors que se pose l'épineuse question de la mise en service du gazoduc Nord Stream 2 [\[3\]](#). Plusieurs voix, notamment celle de l'Agence internationale de l'énergie, se sont élevées pour dénoncer la baisse des exportations russes vers l'Europe et fustiger la Russie, accusée de vouloir faire pression sur l'Europe pour obtenir une mise en service rapide de Nord Stream 2.

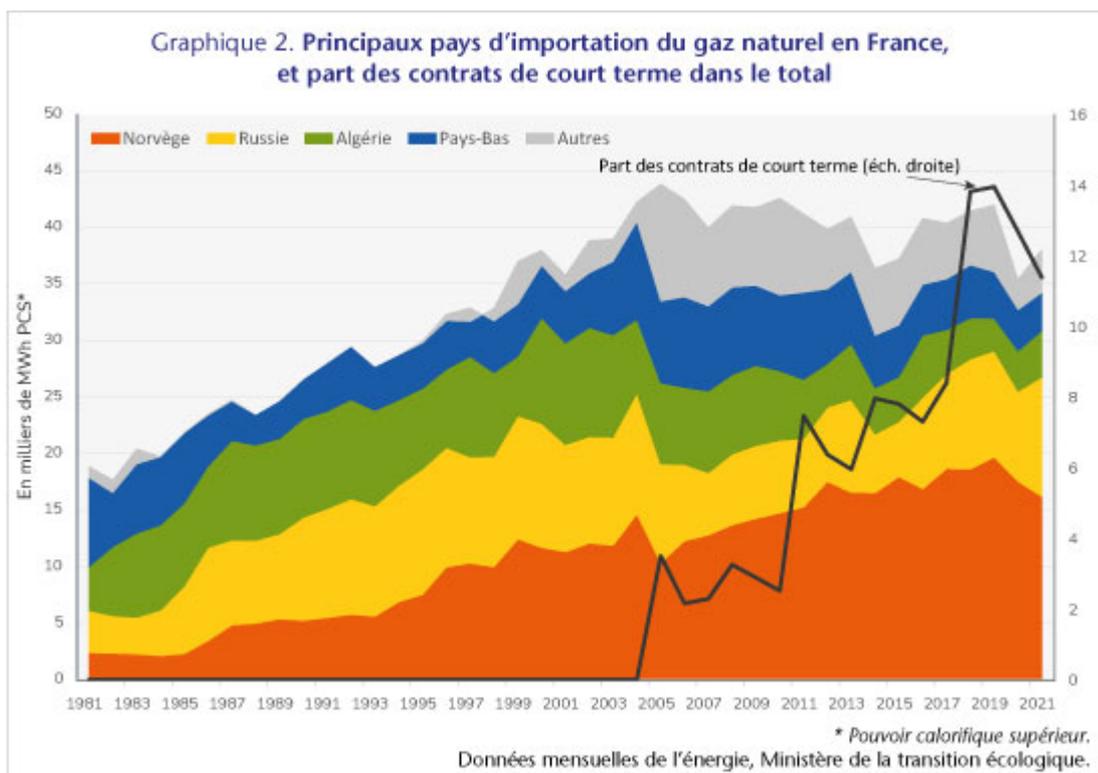
La flambée des prix s'explique également par des facteurs structurels :

- La baisse continue de la production gazière en Europe : seule la Norvège maintient une abondante production, équivalente à 20 % des importations de gaz européen alors que la production aux Pays-Bas décline ;
- L'explosion de la demande gazière asiatique, notamment chinoise. Même si les marchés sont régionaux, la concurrence pour le marché du GNL est mondiale. Les trois premiers fournisseurs de GNL à l'Europe sont le Qatar, les États-Unis et la Russie, qui approvisionnent également l'Asie.

- Comme l'Asie est plus habituée à payer plus cher son gaz naturel, cela exerce une pression à la hausse sur les prix. Par ailleurs, la Chine a vu sa pénurie d'énergie s'aggraver en raison de la faiblesse de la production de charbon, ce qui a réorienté ses approvisionnements vers le marché du gaz ;
- La baisse de la part des contrats longs au profit des marchés de gré à gré a également contribué à accroître la volatilité des prix.

Gaz naturel : le cas de la France

Comment cette envolée des prix du gaz se manifeste-t-elle en France ? En 2021, les importations françaises reposent, à 88 %, sur des contrats de long terme principalement avec la Norvège, la Russie et l'Algérie (graphique 2). Le prix au comptant du gaz naturel évolue de façon similaire à celui du marché londonien ou néerlandais.

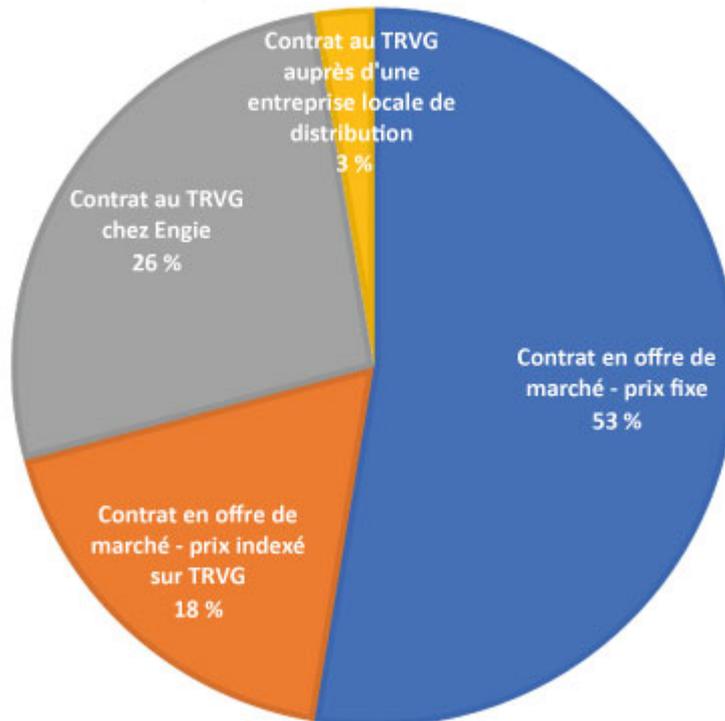


Rappelons tout d'abord que la France ne produit quasiment plus de gaz naturel et importe 98 % de sa consommation. Le gaz naturel est une énergie substituable à moyen terme ; afin de développer son usage, les producteurs et les importateurs européens ont décidé d'indexer son prix sur les produits pétroliers à partir des années 1960. Mais progressivement, sous l'impulsion des pouvoirs politiques qui souhaitaient voir les prix baisser, les évolutions des prix de marché du gaz ont occupé une importance croissante dans les modalités d'indexation.

Prix fixes versus tarifs réglementés

Au 31 août 2021, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dénombre 10,5 millions de consommateurs résidentiels de gaz naturel en France. 53 % de ces consommateurs détiennent des contrats en offre de marché à prix fixe et ne sont donc pas concernés, au moins à court terme, par les hausses tarifaires (graphique 3). En revanche, 47 % des consommateurs résidentiels détiennent un contrat au tarif réglementé de vente du gaz (TRVG) ou indexé sur ce dernier [\[4\]](#) et sont sensibles aux variations de prix.

Graphique 3. Types de contrats souscrits par les consommateurs résidentiels de gaz naturel au 31 août 2021



CRE, Communiqué de presse, 27 septembre 2021.

Les tarifs réglementés de vente du gaz se décomposent en trois strates : 1) les coûts d'approvisionnement, indexés sur une formule tarifaire, 2) les coûts hors approvisionnement (utilisation des réseaux de transport et de distribution), 3) les [taxes](#).

Coûts

d'approvisionnement et formule tarifaire

Le TRVG doit d'abord couvrir les coûts d'approvisionnement du fournisseur historique de gaz Engie, ex GDF Suez. C'est dans ce but qu'a été conçue la formule tarifaire, établie au minimum une fois par an par arrêté gouvernemental. Entre deux arrêtés, Engie demande chaque mois une évolution tarifaire et la CRE vérifie sa conformité avec la formule tarifaire.

Historiquement, les

approvisionnement de GDF Suez étaient constitués de contrats d'achats de long terme indexés sur les prix du pétrole. La formule tarifaire indexait donc les tarifs réglementés du gaz sur les cours du pétrole. Cependant, le boom du gaz de schiste américain à partir de 2010 a entraîné une baisse des prix du gaz sur les marchés de gros. Sous la pression du gouvernement Ayrault, le fournisseur historique a progressivement renégocié ses contrats de long terme avec les producteurs pour les indexer non plus seulement sur le prix du pétrole mais aussi sur les prix du gaz sur les marchés de gros. Sous l'impulsion de la CRE, la formule tarifaire a progressivement évolué pour indexer les tarifs réglementés davantage sur les prix du gaz sur les marchés de gros, au détriment des prix du pétrole. Afin de lisser les hausses, le gouvernement Ayrault a également décidé que l'évolution des tarifs réglementés serait mensuelle et non plus trimestrielle à partir de 2013[\[5\]](#).

La formule en vigueur pour la période du 1^{er} juillet 2021 au 30 juin 2022 est définie par l'arrêté du 28 juin 2021[\[6\]](#). Dans cette formule, l'évolution du terme représentant les coûts d'approvisionnement en gaz naturel est fonction du prix côté au Pays-Bas (TTF) des contrats à terme mensuels, trimestriels et annuels de gaz, et du prix côté au Point d'Echange de Gaz (PEG)[\[7\]](#)

en France des contrats à terme mensuels et trimestriels de gaz. Ainsi, on constate que le prix du pétrole n'intervient plus dans le calcul du TRVG.

Coût d'utilisation des réseaux de transport et de distribution

A côté des coûts d'approvisionnement, les coûts hors approvisionnement correspondent aux tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution, aux coûts d'utilisation des stockages, aux coûts commerciaux et d'acquisition des certificats d'économies d'énergie et à la marge commerciale d'Engie. Ils sont mis à jour le 1^{er} juillet de chaque année et n'expliquent donc pas la flambée actuelle.

Taxes sur le gaz

Les [taxes sur le gaz](#) représentent **environ un quart de la facture pour un ménage moyen**, l'essentiel étant constitué par la TVA. Trois taxes s'appliquent :

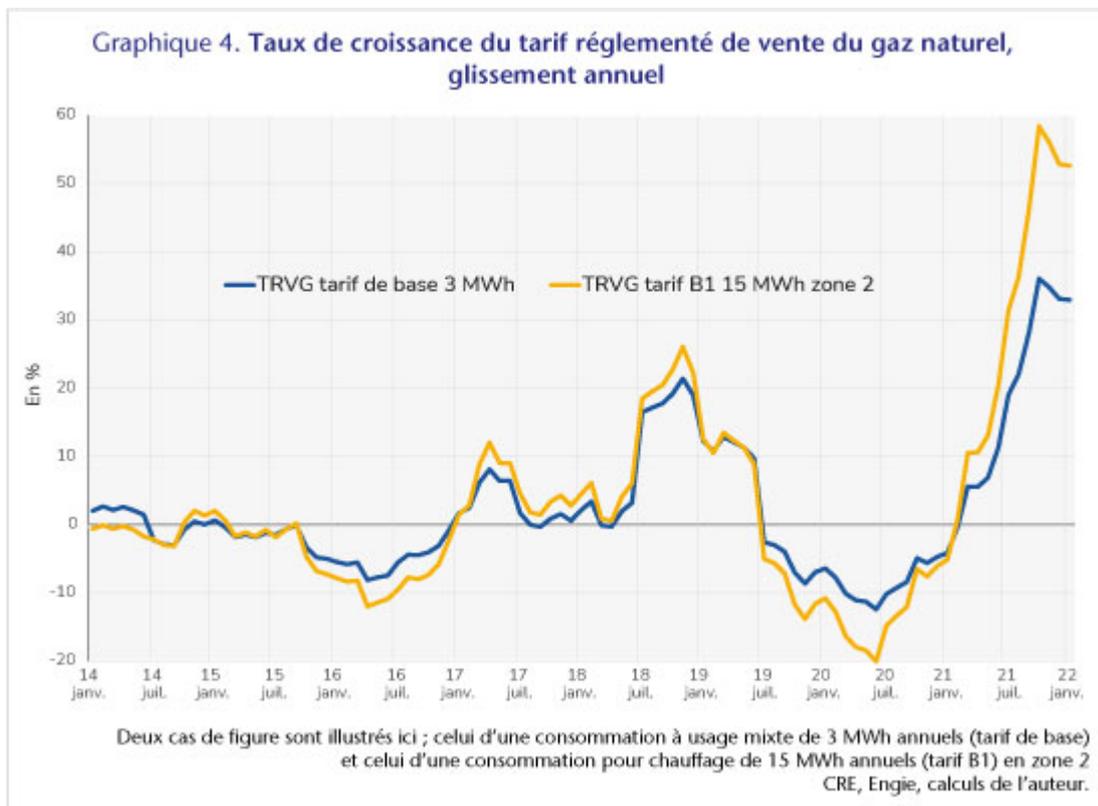
- la Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel ([TICGN](#)), qui est proportionnelle à la consommation et qui a été étendue aux particuliers le 1^{er} avril 2014. En 2021, la TICGN s'élève à 8,43 €/MWh ;
- La Contribution Tarifaire d'Acheminement ([CTA](#)) : son assiette est composée de la part fixe des tarifs d'acheminement du gaz naturel. Depuis le 1^{er} mai 2013, les taux de la CTA sont de 4,71 % pour les prestations de

transport de gaz naturel et de 20,80 % pour les prestations de distribution de gaz naturel ;

- Une TVA réduite à 5,5 % s'applique sur le montant de l'abonnement ainsi que sur la contribution tarifaire d'acheminement. La TVA à 20 % s'applique sur le montant des consommations ainsi que sur la TICGN.

Flambée des prix en 2021 et gel tarifaire à compter d'octobre 2021

Ainsi, le tarif réglementé de vente du gaz naturel a fortement augmenté en 2021. Pour un usage de chauffage avec une consommation de 15 MWh/an en zone 2 (graphique 4), le tarif a augmenté de 12,8 % en octobre 2021 et de 48 % entre octobre 2019 et octobre 2021 – soit une augmentation de 509 euros en deux ans. Depuis octobre 2021, face à la hausse des prix, le gouvernement – comme cela est prévu dans le Code de l'énergie – a annoncé le gel du tarif réglementé jusqu'en juin 2022, puis un rattrapage à partir de cette date. En l'absence de cette mesure, le niveau moyen des tarifs réglementés de vente au 1^{er} janvier 2022, aurait été supérieur de 38 % par rapport au niveau en vigueur fixé au 1^{er} octobre.



Quelles conséquences d'un prix du gaz élevé ?

Etant donné le gel du tarif réglementé jusqu'en juin 2022, l'augmentation des prix du gaz aura un impact limité sur la facture des consommateurs français. En revanche, cette situation de flambée des prix interroge sur la transition énergétique et le *mix* énergétique européen.

Des conséquences limitées pour les consommateurs

Dans la mesure où la moitié des consommateurs résidentiels a souscrit des contrats à prix fixe, le nombre de consommateurs subissant la hausse des tarifs réglementés du gaz concerne tout au plus 5 millions de consommateurs résidentiels. Par ailleurs, le gel du TRVG

à partir d'octobre 2021 – à un niveau supérieur de 38 % au niveau de 2019

–, ainsi que le versement d'un chèque énergie exceptionnel de 100 euros à près

de 6 millions de consommateurs en décembre 2021 permettront d'alléger partiellement

la facture. En outre, cette situation est transitoire : le TRVG doit

disparaître le 1^{er} juillet 2023[8]

et les consommateurs devront alors souscrire une offre de marché.

Qui

paiera la facture ? Les fournisseurs de gaz, notamment Engie, dans un

premier temps, vendront le gaz à perte sans être compensés par l'État et absorberont le choc immédiat. En revanche, à

partir de juin, une baisse devrait s'amorcer et les opérateurs pourront alors

appliquer partiellement cette baisse des prix pour compenser ce qu'ils ont

perdu les mois précédents. *In fine*, ce sont donc les consommateurs qui

absorberont le choc de façon intertemporelle.

Cela étant, la hausse des prix

du gaz intervient alors que les cours du pétrole et du charbon progressent, ce

qui entraîne un surcroît d'inflation pour les ménages. Ainsi, l'énergie

représente 9 % des dépenses de consommation des ménages en valeur[9].

Or, l'IPCH énergie a bondi de 19,4 % en décembre 2021 (glissement annuel),

contribuant ainsi à 1,7 point d'inflation supplémentaire pour les ménages

français, soit la moitié de la hausse de l'inflation observée

en décembre 2021 (3,4 %).

Les conséquences sur le mix énergétique et la transition écologique

L'une des conséquences de la flambée des prix est la remise en question de la place du gaz naturel dans le *mix* énergétique français et européen. Le gaz naturel est en effet en concurrence avec d'autres sources primaires d'énergie (charbon, énergies renouvelables, pétrole...), notamment pour la production d'électricité. En effet, sur un réseau électrique, les différentes centrales sont appelées dans un ordre déterminé – le *merit order*, par ordre de coût marginal variable croissant – jusqu'à répondre à la demande. Les énergies renouvelables, dont les coûts sont fixes, sont appelées en premier. C'est ensuite le tour des centrales nucléaires, dont les coûts marginaux sont faibles. Viennent ensuite soit les centrales à charbon (lignite, houille) soit les centrales au gaz, en fonction de deux paramètres : le prix du combustible et les droits d'émission de CO₂. En effet, le charbon coûte moins cher que le gaz mais émet davantage de dioxyde de carbone. En dernier recours, des centrales à fioul peuvent être appelées.

Un prix du gaz durablement élevé pourrait entraîner un regain d'intérêt pour le charbon en Europe (Allemagne, Pologne) pour la production d'électricité. En 2021 en France,

les centrales à charbon ont été sollicitées, à l'inverse des centrales à gaz. Par ailleurs, le prix de l'électricité dépend du coût marginal de la dernière centrale appelée : la flambée du prix du gaz se répercute donc indirectement sur le prix de l'électricité.

La perte de compétitivité du gaz naturel par rapport au charbon risque ainsi de compromettre les objectifs de transition énergétique en Europe. Surtout si cette tendance devait s'accroître, comme le suggère [l'abandon prévu par la Belgique](#) et l'Allemagne de l'énergie nucléaire, qui devrait entraîner un usage plus intensif des centrales à combustibles fossiles. La solution apportée par Nord Stream 2 permettrait d'y remédier, mais au prix d'un accroissement de la dépendance énergétique de l'Europe à la Russie. Cette ligne de fracture entre partisans et opposants divise jusqu'au sein de la nouvelle coalition allemande au pouvoir : le chancelier Olaf Scholz du SPD, favorable au projet, se heurte à l'opposition farouche des Verts. La question de Nord Stream, et ses implications en matière de mix énergétique, sont plus que jamais symptomatiques de la difficulté de l'Europe à construire une politique commune de l'énergie.

[1] Voir BP, *Statistical Review of*

World Energy, 2021.

[\[2\]](#)

L'indice Henry Hub est le principal indice de référence pour le marché du gaz américain. En Europe, les marchés de gros du gaz naturel européen sont segmentés : le plus grand *hub* gazier est le Title Transfer Facility (TTF) situé aux Pays-Bas, suivi par le National Balancing Point (NBP) au Royaume-Uni. Depuis 2019, le TTF est le *hub* gazier européen qui compte le plus grand nombre de participants et négocie la plus large gamme et le plus grand volume de produits. Le NBP est un *hub* gazier mature et assez liquide, mais la gamme de produits échangés s'est réduite et les volumes échangés ont baissé depuis 2017.

[\[3\]](#)

Nord Stream 2 consiste en deux lignes de gazoduc reliant la Russie à l'Allemagne *via* la Mer baltique. Ce gazoduc doit permettre de doubler les livraisons directes de gaz naturel russe vers l'Europe occidentale. Les travaux du gazoduc Nord Stream 2 ont commencé en avril 2018. Ils ont ensuite été interrompus en décembre 2019 en raison des sanctions des États-Unis mais se sont terminés en septembre 2021.

[\[4\]](#)

Les offres indexées sur le TRVG évoluent dans les mêmes proportions que les tarifs réglementés, mais avec un pourcentage de réduction de

x % sur
le prix du kWh.

[5] Voir
décret n°2013-400 du 16 mars 2013.

[6]
https://www.legifrance.gouv.fr/download/pdf?id=hJM0x62Ea-q0dw9n43ok_0Gamjg1xo8C-g1_08VXgsM=

[7]
Le Point d'Échange de Gaz (PEG) est la zone virtuelle d'échange entre les fournisseurs de gaz naturel et le gestionnaire de réseau de transport du gaz et qui sert de marché de gros pour les achats et ventes de gaz.

[8] En 2017, l'existence de tarifs réglementés (du gaz et de l'électricité) en droit français a été jugée contraire au droit de la concurrence de l'Union européenne par le Conseil d'État. La loi énergie-climat (publiée au JO du 9 novembre 2019) supprime les tarifs réglementés de vente pour l'ensemble des consommateurs (particuliers et professionnels).

[9]
Chiffre du troisième trimestre 2021 issu des comptes trimestriels de l'INSEE, qui inclut les postes « énergie, eau, déchets » et « cokéfaction, raffinage ».

Une élection allemande placée sous le signe de la transition écologique

par [Céline Antonin](#)

Alors que l'économie allemande a mieux résisté que celle des pays européens voisins en 2020, avec une baisse du PIB de « seulement » de 4,9% – contre 6,4 % en zone euro et 7,9 % en France –, elle semble repartir moins fort. Au deuxième trimestre 2021, l'Allemagne affiche toujours un PIB inférieur de 3,3 % à son niveau d'avant-crise, un chiffre quasi-identique à celui de son voisin français (-3,2 %).

Dans ce contexte économique toujours marqué du sceau de la pandémie, l'Allemagne s'apprête à écrire, le 26 septembre 2021, une nouvelle page de son histoire politique après les seize années de mandat d'Angela Merkel. La CDU, parti de centre-droit, est au cœur de la vie politique allemande depuis 1949 et totalise 50 années de participation aux gouvernements de coalition. Demeurera-t-il le premier parti au sein du Parlement ? Rien n'est plus incertain : Armin Laschet, successeur d'Angela Merkel à la tête de la CDU, a certes réussi à

s'imposer en avril 2021
comme candidat de la droite allemande contre le Ministre-Président de Bavière Markus Söder, mais les divisions affichées par la droite ont fragilisé le parti, comme en témoigne le fort recul dans les intentions de vote de la CDU/CSU.

Ainsi, au cours des six derniers mois, deux partis se sont disputés avec la CDU/CSU la tête des sondages : les Verts emmenés par Annalena Baerbock et, pour la première fois en 15 ans, le SPD. Ce dernier s'appuie sur la figure du ministre des finances sortant de la coalition CDU-SPD, Olaf Scholz, qui apparaît comme un centriste modéré, incarnant une forme de continuité par rapport au gouvernement actuel. Être en tête des élections revêt une importance considérable car le parti le plus important au Parlement brigue généralement la chancellerie.

Les possibilités de coalition sont nombreuses et les négociations s'annoncent complexes. Le scénario le plus probable est la poursuite de la grande coalition (CDU/CSU et SPD), expérimentée à trois reprises par Angela Merkel (2005-2009, 2013-2017 et 2018-2021). Cependant, une configuration de « coalition jamaïcaine » (CDU/CSU, Verts et FDP) est possible, de même qu'une « *Ampelskoalition* » (SPD, Verts et FDP), voire une coalition plus à gauche dans laquelle le SPD s'allierait avec, entre autres, le parti de gauche *Die Linke*.

Lorsque l'on examine les programmes des trois principales formations politiques (voir **tableau**), un consensus fort se dégage autour de la transition écologique, principal thème de la campagne. Sur les autres thèmes, en revanche, on retrouve le clivage droite/gauche traditionnel. La CDU/CSU se fait le chantre de la compétitivité des entreprises en plaidant pour une baisse de l'impôt sur les sociétés et le plafonnement des coûts non salariaux, tandis que le SPD et les Verts souhaitent l'augmentation du salaire minimum, instauré en 2015. Par ailleurs, la CDU/CSU défend une fiscalité inchangée sur les ménages, tandis que le SPD et les Verts défendent l'idée d'une contribution accrue pour les ménages les plus aisés avec le rétablissement de l'impôt sur la fortune et un alourdissement de l'impôt sur le revenu pour les hauts revenus. Ce clivage se retrouve sur la question de l'intégration européenne, notamment dans ses aspects budgétaires.

Un fort consensus autour de la transition écologique

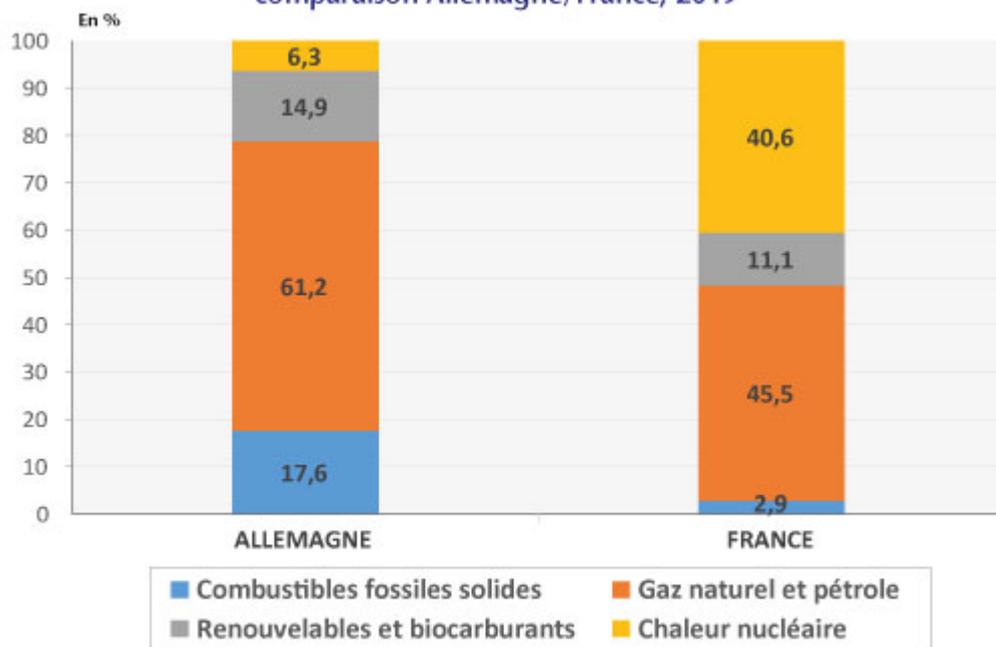
Un large consensus semble émerger au sein des principaux partis pour une politique de transition écologique ambitieuse. Si l'orientation est claire, l'ampleur et la rapidité de la mise en œuvre dépendront des partis qui formeront la prochaine coalition. Les trois principaux partis ont confirmé leur engagement en faveur de la neutralité

carbone : la CDU/CSU et le SPD se fixent l'échéance de 2045, année cible indiquée dans la loi sur la protection du climat votée par la coalition actuelle ; quant aux Verts, ils se fixent l'objectif d'atteindre la neutralité carbone en vingt ans. Le parti libéral (FDP) s'est quant à lui fixé une échéance plus lointaine, en 2050.

Pour atteindre cet objectif, il faut une profonde modification du mix énergétique actuel (**graphique**), qui repose en Allemagne à 78 % sur les énergies fossiles – contre 48 % en France. La CDU/CSU et le SPD veulent la disparition du charbon d'ici 2038 (2030 pour les Verts). Or, historiquement, l'Allemagne avait privilégié les sources de production fossiles, en particulier le charbon et le lignite qu'elle possède en abondance, ainsi que le gaz, essentiellement importé. Malgré une baisse importante au cours de la dernière décennie, le charbon représente encore 17,6 % de l'approvisionnement énergétique en 2019. Ayant annoncé en 2011 son choix de sortir du nucléaire[1], elle ne peut donc que compter sur l'essor des énergies renouvelables. C'est pourquoi les grands partis souhaitent fortement augmenter leur part – actuellement autour de 15 % – dans le mix énergétique allemand. Le SPD souhaite que l'électricité provienne entièrement d'énergies renouvelables d'ici 2040 : or seul un tiers de l'électricité est actuellement produite à partir des énergies renouvelables[2].

La stratégie retenue pour atteindre les objectifs environnementaux diffère néanmoins. Les Verts plaident pour une politique d'État très volontariste et prévoient 50 milliards d'euros d'investissement par an dédiés à la transition écologique. Les chrétiens-démocrates et le FDP privilégient le soutien à l'innovation et s'en remettent aux mécanismes de marché : ils souhaitent notamment étendre le marché des quotas d'émissions qui renchérit le prix du CO2 afin de préserver la compétitivité de l'industrie allemande.

Graphique 1. Décomposition de l'énergie disponible brute, comparaison Allemagne/France, 2019



Note : Hors déchets non renouvelables, électricité et chaleur, en raison de leur part cumulée inférieure à 1 % de l'énergie disponible brute.
Source : Eurostat.

Les éléments de divergence : compétitivité des entreprises, salaire minimum et fiscalité des ménages

Les clivages traditionnels gauche/droite se retrouvent sur la question de la fiscalité des entreprises. La

CDU/CSU, ainsi que son traditionnel partenaire libéral, le FDP, prônent la baisse du taux d'imposition des sociétés à 25 % au lieu de 30 %. La CDU/CSU entend également plafonner à 40% de la masse salariale les coûts non salariaux (le coin socio-fiscal), c'est-à-dire les prélèvements obligatoires et cotisations sociales payées par les employeurs et salariés. Le parti conservateur souhaite également supprimer la surtaxe de solidarité [\[3\]](#) (*Solidartätszuschlag*) pour les entreprises, contrairement au SPD et aux Verts qui souhaitent son maintien. Enfin, la CDU/CSU souhaite que le seuil de rémunération des *minijobs*, seuil qui permet l'accès à une couverture sociale, soit relevé de 450 à 550 euros.

Alors que les propositions de la CDU mettent l'accent sur l'allègement de la fiscalité pour les entreprises dans une optique de compétitivité accrue, le SPD et les Verts proposent de porter le salaire minimum à 12 euros de l'heure, soit une augmentation de 15 % par rapport au niveau prévu en juillet 2022 [\[4\]](#). Pour rappel, en 2020, le salaire minimum représente 51 % du salaire brut médian pour les salariés à temps plein en Allemagne, contre 58 % au Royaume-Uni et 61 % en France (source : OCDE). Une augmentation du salaire toucherait un nombre conséquent de salariés : d'après Schulten et Putsch (2019), entre 9 et 11 millions de salariés – soit entre 27 % et 30 % des salariés allemands – gagnent un salaire horaire

inférieur ou égal
au seuil de 12 euros [\[5\]](#).

Sur la question de la fiscalité des ménages, la CDU/CSU défend une fiscalité inchangée sur les hauts revenus, tandis que le SPD et les Verts défendent l'idée d'une contribution accrue pour les ménages les plus aisés avec le rétablissement de l'impôt sur la fortune et souhaitent une réforme de la progressivité de l'imposition sur le revenu. Les Verts se prononcent à la fois pour un allègement pour les faibles revenus (*via* une augmentation de l'abattement de base), et pour un alourdissement pour les revenus du haut de la distribution. Ils plaident ainsi pour le relèvement du taux marginal de 42 à 45 % à partir d'un revenu de 100 000 euros pour les célibataires et de 200 000 euros pour les couples mariés, et le relèvement du taux marginal de la tranche supérieure de 45% à 48% à partir de 250 000 euros pour un célibataire et 500 000 euros pour un couple marié – cette dernière proposition étant partagée par le SPD.

La problématique du logement est également prégnante : les trois partis proposent la construction d'un million à un million et demi de logements. Le SPD et les Verts souhaitent introduire le plafonnement des loyers tandis que la CDU souhaite favoriser l'accession à la propriété.

La

question de l'intégration européenne et de l'investissement public

La faiblesse de l'investissement public est un problème endémique en Allemagne : le discours allemand demeure en effet très marqué par l'importance de la vertu budgétaire qui bride les dépenses de l'État aux fins d'investissement. Ainsi, la part de l'investissement public dans le PIB n'a représenté que 2,3% en moyenne entre 1995 et 2020, contre 3,8% en France sur la même période ; par ailleurs la formation nette de capital fixe du secteur public a été négative pendant plusieurs années depuis 2004, c'est-à-dire que le montant de l'amortissement a été supérieur au montant des nouveaux investissements. Dans une étude conjointe de l'IMK et de l'IW[6], les besoins de financement dans les infrastructures sont estimés à 450 milliards d'euros sur les 10 prochaines années. La question de l'investissement public a refait surface à l'occasion de la crise de la Covid-19. Dès juin 2020, l'Allemagne a élaboré un plan de relance de grande envergure pour relever le pays de cette crise à la fois sanitaire et économique. Sur les 130 milliards d'euros – 4 points de PIB – alloués à ce plan, 50 milliards étaient dédiés au volet d'investissement destiné à s'attaquer aux transformations structurelles.

L'investissement

public est au cœur de la campagne des législatives : les Verts prévoient 500 milliards d'euros – soit 17 % du PIB – d'investissement public au cours des dix prochaines années, le SPD évoque également un montant de 50 milliards d'euros par an, et la CDU ne donne pas de chiffre précis. Les objectifs sont relativement similaires, avec un accent mis sur la transition écologique (hydrogène vert notamment), la numérisation, le domaine de la santé, les infrastructures. Les financements ne sont pas toujours clairement définis. En tout état de cause, cette attention portée à l'investissement public implique des déficits plus élevés dans les prochaines années. Ces déficits seront difficilement réconciliables avec le retour à la règle d'or de l'endettement – suspendue pour cause de Covid – en 2023^[7], sauf si l'investissement est exclu du calcul du déficit, comme le demande le parti écologiste.

Cette question de l'investissement public, commune à plusieurs pays européens, est liée à la question de l'intégration européenne. Si l'Allemagne a, en 2020, accepté le principe d'une mutualisation de la dette publique, c'est à la condition expresse que ces sommes ne soient utilisées que pour de nouveaux investissements, et non pour rembourser des dettes préexistantes. Ainsi, la crise de la Covid-19 a entraîné un changement historique dans la position allemande vis-à-vis de

l'intégration budgétaire. Le vote du cadre financier pluriannuel pour la période 2021-2027 et le fonds de relance européen « Next Generation EU » (NGEU) ont mis fin au tabou de la non mutualisation de la dette publique défendue par l'Allemagne. Ainsi, la Commission européenne a été chargée d'emprunter elle-même des fonds sur les marchés financiers afin d'alimenter le budget de relance – d'un volume financier total de 750 milliards d'euros maximum[8].

Pour autant, il ne faut pas se méprendre sur cette volte-face et cette solidarité budgétaire. Lors de sa déclaration gouvernementale du 18 juin 2020 au Bundestag, Angela Merkel a réaffirmé sa position : « *Le plan de relance de l'Europe fait explicitement référence à la pandémie, son action est ciblée et il est limité dans le temps* » [9].

La chancelière a ainsi tenu à souligner le caractère exceptionnel et la portée limitée du fonds de relance.

Sur la question de l'intégration fiscale et politique de l'UE, le paysage politique allemand est toujours divisé en deux camps. D'un côté le SPD, les Verts et la gauche prônent une intégration européenne toujours plus poussée à travers la refonte des règles budgétaires européennes existantes. De l'autre, la CDU/CSU et le FDP considèrent que l'emprunt par émission d'obligations communes pour financer

NGEU doit rester
exceptionnel et temporaire et que l'Union européenne ne
devrait pas se
transformer en une union de la dette. Au contraire, le SPD
souhaite une réforme
du Pacte de stabilité et de croissance en faveur de
l'investissement public et une
véritable convergence fiscale. Les Verts souhaitent
quant à eux intégrer le fonds européen de reconstruction dans
le budget de l'UE
et le pérenniser pour en faire un instrument d'investissement
respectueux du
climat à l'avenir.

Pour conclure ce tour d'horizon, l'analyse des programmes
illustre la proximité entre la CDU/CSU et les libéraux du FDP,
et semble également montrer une convergence entre le SPD et
les Verts, au moins en matière fiscale et d'intégration
budgétaire. Cela étant, l'économie n'est qu'une dimension de
l'élection. Les questions migratoires et de politique
étrangère seront également un axe de clivage ou de
rapprochement entre partis, notamment avec la question des
relations avec la Russie et la Chine. Par conséquent, il est
probable que la formation d'un gouvernement de coalition
prendra du temps et que le 26 septembre, l'incertitude ne fera
que commencer.

Tableau. Principales annonces économiques des trois grands partis

	CDU	SPD	Verts
Investissement public	Financement des projets d'environnement et d'infrastructures numériques: réseau 5G, réseau gigabit (15 milliards d'euros).	Investissement d'au moins 50 milliards d'euros par an dans les domaines de la protection du climat, des transports, de la numérisation et de la santé.	Programme d'investissement de 500 milliards d'euros sur 10 ans (Internet à haut débit, recherche sur les ordinateurs quantiques et les biotechnologies, infrastructures climatiquement neutres).
Fiscalité des ménages	<ul style="list-style-type: none"> - Suppression de la contribution sur les énergies "renouvelables" (EEG Umlage) - Rejet de l'impôt sur la fortune ou de l'augmentation des droits de succession - Augmentation de l'allègement fiscal pour parents isolés (5000 au lieu de 4008 euros) - Suppression de la surtaxe de solidarité (Soli) 	<ul style="list-style-type: none"> - Suppression de la contribution sur les énergies "renouvelables" (EEG Umlage) - Réintroduire un impôt sur la fortune au taux de 1% (sans précision de seuil) - Impôt sur le revenu: relèvement du taux marginal de la tranche supérieure de 45 % à 48 % à partir de 250 000 euros pour un célibataire et 500 000 euros pour un couple marié. 	<ul style="list-style-type: none"> - Réduction de la contribution sur les énergies "renouvelables" - Réintroduire l'impôt sur les grandes fortunes pour les personnes possédant un patrimoine supérieur à 2 millions d'euros au taux de 1 % - Impôt sur le revenu: augmentation de l'abattement de base de l'impôt sur le revenu; relèvement du taux marginal de 42 à 45 % à partir d'un revenu de 100 000 euros (célibataires) et de 200 000 euros (couples mariés); relèvement du taux marginal de la tranche supérieure de 45% à 48% à partir de 250 000 euros pour un célibataire et 500 000 euros pour un couple marié.
Fiscalité des entreprises	<ul style="list-style-type: none"> - Plafond de 40 % pour les coûts non salariaux (impôts et cotisations sociales des employeurs et salariés) - Baisse de l'impôt sur les sociétés à 25 % (contre 30% aujourd'hui) - Plafond de rémunération des mini-jobs donnant droit à couverture sociale porté de 450 euros à 550 euros par mois - Suppression de la surtaxe de solidarité (Soli) 		

Tableau (bis). Principales annonces économiques des trois grands partis

	CDU	SPD	Verts
Politique sociale: retraites	<ul style="list-style-type: none"> - Pas de relèvement de l'âge légal de départ à la retraite - Fonds de génération (<i>Generationrente</i>): 100 euros/mois mis de côté pour les moins de 18 ans. But: développer les retraites par capitalisation - Développement d'une assurance vieillesse obligatoire pour les travailleurs indépendants - Pour les bas salaires, régimes de retraite d'entreprise rendus obligatoires et subventionnés par l'État 	<ul style="list-style-type: none"> - Pas de relèvement de l'âge légal de départ à la retraite - Maintien du niveau de la pension permanente à 48 pour cent. - Ouverture d'une assurance vieillesse pour les indépendants, les fonctionnaires et les élus 	<ul style="list-style-type: none"> - Maintien du niveau de la pension permanente à 48 %. - Inclusion des travailleurs indépendants et des parlementaires dans l'assurance vieillesse légale.
Politique sociale: logement	<ul style="list-style-type: none"> - Favoriser l'accès à la propriété (exonération de la taxe sur les mutations foncières pour la première acquisition d'un logement occupé par son propriétaire de 250 000 euros par adulte et de 100 000 euros par enfant.) - Construction de 1,5 million de nouveaux logements d'ici 2025. 	<ul style="list-style-type: none"> - Construction de 400 000 logements par an, dont 100 000 seront financés par des fonds publics - Plafonnement de l'augmentation des loyers dans les zones résidentielles. 	<ul style="list-style-type: none"> - Construction d'un million d'appartements locatifs supplémentaires - Plafonnement de l'augmentation des loyers (2,5 %/an)
Politique sociale: emploi et famille		<ul style="list-style-type: none"> - Salaire minimum porté à 12 euros/heure (contre 10,45 euros au 1er juillet 2022) - Augmentation des salaires des travailleurs sociaux - Remplacement de "Hartz IV", par un revenu citoyen simple - Augmentation des allocations familiales de 250 à 528 euros mensuels 	<ul style="list-style-type: none"> - Augmentation immédiate du salaire minimum à 12 euros de l'heure (contre 10,45 euros au 1er juillet 2022) - Semaine de 35 heures dans le secteur des soins avec maintien du salaire intégral

Tableau (ter). Principales annonces économiques des trois grands partis

	CDU	SPD	Verts
Endettement public	Retour à la règle d'or de l'endettement, vraisemblablement en 2023	Retour à la règle d'or de l'endettement d'ici 2023, réduction de la dette à 60 % d'ici 2030	Réforme de la règle d'or de l'endettement (sortir l'investissement public de la règle d'endettement)
Union budgétaire	- Le Fonds de relance est temporaire et ne devrait pas évoluer vers une union de la dette. - Favorable à une taxe sur les transactions financières.	- Utiliser le Fonds de relance pour faire progresser l'intégration fiscale et créer une véritable union économique et sociale. - Favorable à une taxe sur les transactions financières	- Le Fonds de relance doit être intégré au budget de l'UE et devenir permanent. - Favorable à une taxe sur les transactions financières - Favorable aux taxes européennes sur le plastique et les entreprises numériques, ainsi que la taxe carbone aux frontières
Transition écologique	- Neutralité carbone en 2045 - Réduction de 65 % des émissions de CO2 d'ici 2030 (par rapport à 1990), et de 88% d'ici 2040, et fin du charbon d'ici 2038 - Élargissement du système d'échange de droits d'émission de CO2 - Suppression de la surtaxe sur les énergies "renouvelables" (EEG Umlage). Réduction du prix de l'électricité. - Développement des stations de recharge pour véhicules électriques, développement du fret ferroviaire et des voies navigables intérieures - Rejet de l'interdiction de circuler au diesel et d'une limitation générale de la vitesse sur les autoroutes. - Favorable à Nordstream 2	- Neutralité carbone en 2045 - Fin du charbon en 2038. L'électricité doit provenir entièrement d'énergies renouvelables d'ici 2040 au plus tard. - Suppression de la surtaxe sur les énergies "renouvelables" d'ici 2025, financement sur le budget fédéral. Réduction du prix de l'électricité - Développement des réseaux électriques, des lignes ferroviaires et des stations de recharge pour les voitures électriques - Favorable à une limitation de vitesse de 130 km/h sur autoroute.	- Neutralité carbone à horizon de 20 ans - Réduction de 70 % des émissions de CO2 d'ici 2030 (par rapport à 1990), fin du charbon d'ici 2030 - Augmentation du prix du CO2 à 60 euros/tonne à partir de 2023 (contre 25 euros aujourd'hui), prix minimum pour les émissions de CO2 dans l'industrie - Pas de véhicules sans émission immatriculés après 2030 - 100% d'énergies renouvelables d'ici 2035 - Un million de nouveaux toits équipés de panneaux solaires dans les 4 prochaines années, utilisation de 2 % des terres pour l'énergie éolienne - Opposition à Nordstream 2 - Evaluation : 50 milliards d'euros par an de surcoût pour la "transformation socio-écologique"

[\[1\]](#)

Neuf

mois après avoir annulé la sortie de l'Allemagne du nucléaire prévue par l'ancien gouvernement de Gerhard Schröder (coalition SPD-Verts), Angela Merkel annonce en 2011 le retrait définitif du nucléaire pour 2022 au plus tard, contre l'avis de sa propre majorité.

[\[2\]](#)

Grâce à l'énergie nucléaire, 90 % de la production électrique en France métropolitaine est « bas carbone » (reposant sur le nucléaire et les énergies renouvelables) contre 47 % en Allemagne. Source : Eurostat, série NRG_IND_PEH.

[\[3\]](#)

Créée à l'origine pour soutenir la reconstruction économique dans les *Länder* de l'ex-RDA, la surtaxe de solidarité est un supplément d'impôt ayant pour assiette l'impôt sur le revenu, l'impôt sur les plus-values et l'impôt sur les sociétés, qui affiche un taux additionnel de 5,5 %. Cette surtaxe a été abolie, depuis janvier 2021, pour 90 % des contribuables, mais reste en vigueur pour les entreprises.

[\[4\]](#) Lors de son introduction en 2015, le salaire minimum légal était de 8,50 euros bruts de l'heure. Il a régulièrement été augmenté depuis, et atteint 9,60 euros depuis le 1^{er} juillet 2021. Au 1^{er} janvier 2022, il passera à 9,82 euros et à 10,45 euros le 1^{er} juillet 2022. Sur la question du salaire minimum en Allemagne, on pourra utilement consulter O. Chagny & S. Le Bayon, 2020, « La loi sur le salaire minimum en Allemagne : un bilan globalement positif, des enjeux d'application majeurs », *La Revue de l'Ires*, n° 100, pp. 103-143.

[\[5\]](#) T. Schulten & T. Pusch, 2019, « Mindestlohn von 12 Euro: Auswirkungen und Perspektiven », *Wirtschaftsdienst*, n° 99.

[\[6\]](#) H. Bardt, S. Dullien, M. Hüther & K. Rietzler, 2019, « Für eine solide Finanzpolitik: Investitionen ermöglichen! », *IMK Report, IMK at the Hans Boeckler Foundation*, n° 152-2019.

[\[7\]](#) La règle d'or selon laquelle recettes

et dépenses doivent s'équilibrer est inscrite dans la loi fondamentale de la République fédérale (art. 115). Elle est renforcée en 2009, par la loi *Schuldenbremse* (« frein à l'endettement »), votée aussi bien par la CDU/CSU que par le SPD. Ce frein supplémentaire à l'endettement impose des contraintes plus restrictives que les contraintes européennes et interdit à l'État de s'endetter au-delà de 0,35 % de son PIB chaque année. Il est inscrit dans la Constitution et demanderait une majorité de trois cinquièmes au Parlement pour être modifié.

[\[8\]](#)

Le plan d'investissement allemand est majoritairement financé par le creusement du déficit public allemand ; il bénéficie toutefois du soutien apporté par le plan de relance européen de nouvelle génération (NGEU) sous forme de subventions à hauteur de 23,6 milliards d'euros d'ici à 2026, soit 3 % des sommes allouées par le NGEU.

[\[9\]](#)

Voir P. Becker, 2021, « Changement de cap de l'Allemagne en matière de politique européenne : un repositionnement avec des limites », *Allemagne d'aujourd'hui*, vol. 236, n° 2, pp. 68-78.

Comment le baril de pétrole peut-il valoir -37 dollars ?

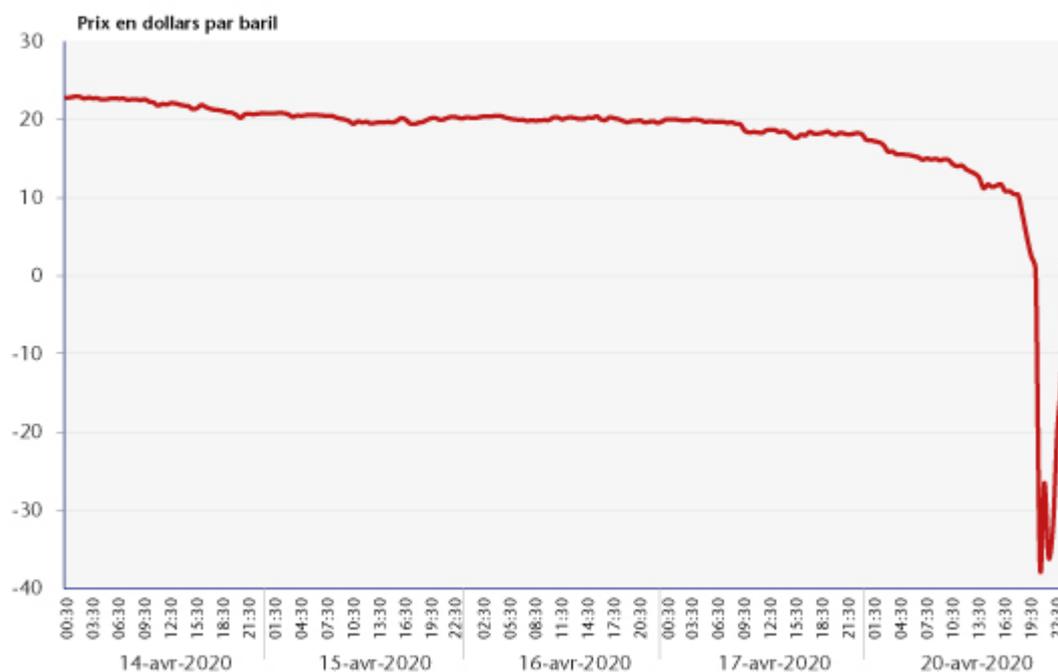
par [Paul Hubert](#)

Dans la journée du lundi 20 avril, le prix du pétrole a affiché un prix de -37,63 dollars le baril avant de clôturer autour de 1 dollar le baril. Dit autrement, l'acheteur d'un tel contrat reçoit 159 litres de pétrole et 37 dollars. Comment expliquer un tel phénomène ? Rappelons d'abord qu'il s'agit du prix d'un contrat à terme pour livraison en mai 2020, c'est-à-dire que l'acheteur n'acquiert pas immédiatement le baril de pétrole mais s'engage à le recevoir à l'échéance du contrat. Le prix négatif s'explique par le fait que ce baril de pétrole est livré à Cushing, Oklahoma, que les capacités de stockage y sont aujourd'hui saturées, et donc que l'acheteur devra payer ce stockage plus cher ou la réexpédition vers une autre destination. Par ailleurs, le phénomène a été amplifié par l'évolution de trackers indiciels (ETF) qui ont pour vocation de retracer les évolutions du prix du pétrole pour permettre de spéculer sur ses variations.

Le marché mondial du pétrole est organisé autour de deux prix de référence. Aux États-Unis, un marché à terme sur un pétrole

appelé WTI – pour West Texas Intermediate – (voir graphique) et un autre marché, celui du Brent (du nom d'un gisement de pétrole de la mer du Nord), coté à Londres. Une caractéristique du marché à terme du WTI est que la livraison se fait à Cushing, en Oklahoma[1]. Cette ville de 8 000 habitants est le point de convergence de plusieurs grands pipelines et abrite un ensemble de grandes installations de stockage.

Graphique. Prix du contrat à terme WTI pour livraison en mai 2020



Source : Eikon Datastream

La plupart des investisseurs ne reçoivent pas réellement la livraison.

Seulement 5% des contrats, au plus, arrivent à expiration et doivent donc faire

l'objet d'une livraison physique. Les 95% restants sont en fait des opérations

de couverture contre les fluctuations du prix du pétrole (et/ou pour prendre

position pour un motif de spéculation). Concrètement, pour un contrat donné A,

un acheteur n'a pas l'intention de recevoir du pétrole et le vendeur n'a pas

non plus l'intention de livrer du pétrole. L'objectif de

l'acheteur est de vendre le contrat à un prix plus élevé avant l'expiration tandis que le vendeur espère que le prix diminue et prévoit d'acheter un contrat ultérieurement. Un deuxième contrat B, entre un autre acheteur et un autre vendeur, ferme les positions des 2 parties du contrat A de sorte que les deux transactions s'annulent exactement. C'est ainsi que pour la grande majorité des contrats, aucun baril de pétrole n'est livré à Cushing, et ces opérations de spéculation contribuent uniquement à la liquidité du marché. Sur le mois d'avril, 500 000 contrats étaient en cours, ce qui représente plus de 500 millions de barils de pétrole, soit bien plus que la capacité de stockage de la ville de Cushing qui s'élève à 91 millions de barils.

Avec la crise du Covid-19 et le confinement de la plupart des économies du monde, la demande mondiale de pétrole a chuté au cours des 2 derniers mois alors que la production de pétrole a continué à un rythme soutenu (malgré l'accord entre l'OPEP et la Russie du 12 avril 2020) [\[2\]](#) de sorte que les capacités de stockage sont saturées un peu partout sur la planète. Le contrat pour livraison en mai arrivait à expiration le 21 avril. En temps normal, tout investisseur qui ne souhaite pas se voir livrer du pétrole clôture sa position dans les semaines qui précèdent l'expiration. Il semble donc que les investisseurs qui n'avaient pas l'intention de se voir livrer du pétrole n'aient pas liquidé leurs positions ou que ceux qui prévoyaient de prendre livraison physiquement se soient rendu compte trop tard qu'ils ne le pourraient pas, en l'absence de capacité de stockage. 155 millions de barils ont ainsi été échangés le 20 avril – un montant non négligeable pour un jour d'expiration des contrats.

Les -37 dollars le baril représentent ainsi en fait le coût du stockage. Ceux qui ont dû vendre l'ont fait à tout prix, de sorte qu'il était moins coûteux de vendre à un prix négatif que de payer pour stocker du pétrole. On retrouve ce coût du stockage dans la différence entre le prix du contrat pour livraison en mai et pour les mois suivants. Par exemple, le contrat pour livraison en juin se traite à 20 dollars le baril tandis que celui pour livraison en juillet vaut 26 dollars. La différence entre les deux contrats, 6 dollars entre juin et juillet, représente le coût du stockage d'un baril. Parce qu'il n'existe pas de capacité de stockage disponible aujourd'hui à Cushing, le coût du stockage d'un baril entre mai et juin est passé à 57 dollars (20 - (-37)) pendant quelques heures lundi 20 avril [\[3\]](#).

Les investisseurs anticipent donc que les problèmes de stockage seront en partie résolus d'ici juin, lorsque l'activité économique aura repris et que la demande de pétrole ré-augmentera. L'anticipation de faillites potentielles de certains producteurs – et son effet négatif sur la production et donc positif sur les contraintes de stockage – pourrait aussi expliquer ce phénomène.

Le deuxième facteur qui a amplifié la baisse du prix pétrole lundi 20 avril est lié à la disponibilité de trackers indiciels (ETF)

qui sont des instruments financiers qui répliquent les évolutions de prix d'actifs (ici le pétrole) pour spéculer sur ses variations. Les forts volumes sur ces ETF peuvent au final créer des distorsions de prix au moment où les gérants de ces produits sortent des contrats qui vont arriver à expiration (ces fonds n'ayant clairement pas vocation à recevoir physiquement du pétrole). L'activité des ETF pourraient ainsi avoir un impact indirect, *via* les stratégies qu'elle suscite en réponse sur les volumes échangés dans les jours qui précèdent l'expiration. Cet effet sera d'autant plus marqué que la majorité des investisseurs fait le même pari et le tient le plus longtemps possible jusqu'à la date d'expiration. Ce qui a pu être le cas au mois d'avril au cours duquel le prix du pétrole avait fortement baissé et où nombreux étaient ceux qui pouvaient espérer qu'il ait atteint un niveau plancher et une décision de l'OPEP provoquant un rebond.

Pour conclure, il convient de prendre un peu de recul sur ce prix négatif. Sur la journée du lundi 20 avril, alors que 155 000 contrats ont été échangés, uniquement 18 475 d'entre eux l'ont été à un prix négatif (soit moins de 12%). Sur les 5 jours précédents, ce sont 1 860 000 contrats qui ont été échangés, les transactions à prix négatif représentant ainsi moins d'1% du total. D'une manière générale, un prix négatif pour le contrat à terme d'un mois donné sur le pétrole WTI n'est pas un prix négatif pour le pétrole. Le contrat à terme de juin a clôturé le lundi 20 avril à 20 dollars le baril, alors que le baril de Brent s'échangeait le même jour à 26

dollars. La différence entre ces 2 prix et les -37 dollars pour les contrats à terme de mai reflètent en réalité davantage les conditions de stockage en Oklahoma et les tensions liées à la clôture des positions spéculatives que le prix mondial du pétrole.

[\[1\]](#) Les conditions de livraison du Brent sont différentes et moins soumises à des circonstances locales.

[\[2\]](#) Alors que la production et la demande mondiale étaient en moyenne de 100 millions de barils par jour en 2019, l'accord prévoit de réduire la production de 10 millions de barils par jour à compter du 1^{er} mai. Les différentes estimations de la demande mondiale de pétrole pour le mois d'avril 2020 oscillent entre 55 et 70 millions de barils par jour, soit un volume bien inférieur à la production.

[\[3\]](#) L'offre de stockage est contrainte à court-terme (la construction ou la transformation de cuves et la mise à disposition de tankers n'étant pas autant réactives que la dynamique de surplus de pétrole produit chaque jour) et le coût marginal du stockage est donc très élevé dans cette situation.

Quelle est l'ampleur du ralentissement industriel après 15 jours de confinement ? Une analyse à partir de la consommation d'électricité en France

par [Eric Heyer](#)

Si la crise actuelle est avant tout une crise sanitaire, les décisions politiques prises par le gouvernement français, nécessaires et légitimes pour limiter la hausse du taux de mortalité, vont engendrer une crise économique sans précédent. L'impact du confinement a fait l'objet d'un premier chiffrage par différents organismes ([INSEE](#), [OFCE](#), [OCDE](#)), chiffreages qui seront actualisés au fur et à mesure de la publication de nouvelles statistiques, notamment de l'INSEE.

La publication de l'Indice de Production Industrielle (IPI) donnera une première indication de l'ampleur des conséquences de cette pandémie et des mesures sanitaires sur l'industrie française. Néanmoins, les premières informations portant sur le mois datent du début du confinement ; elles ne seront disponibles que le 10 mai. En attendant cette date, des données en temps réel peuvent être mobilisées afin de calibrer et d'anticiper le choc sur l'industrie.

Parmi celles-ci, la consommation d'électricité des entreprises semble disposer de caractéristiques appréciables

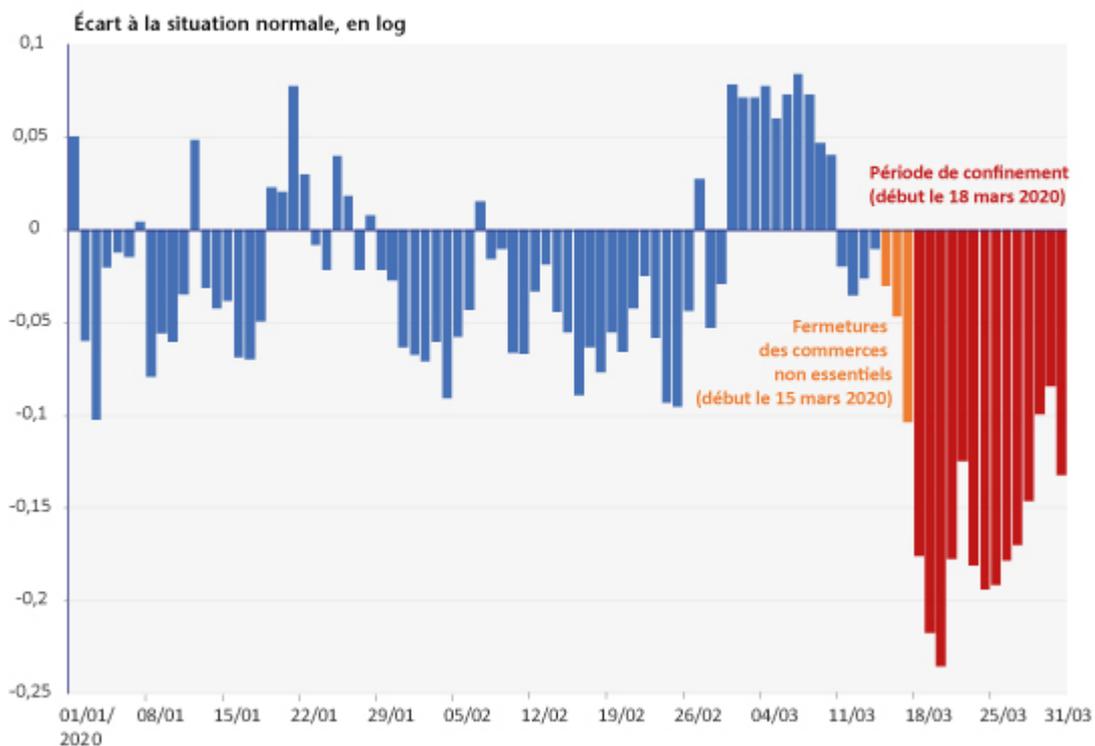
pour le sujet qui nous occupe. En effet, l'électricité est, sans doute, une des formes d'énergie les plus utilisées dans le processus de production. En outre, contrairement aux autres formes d'énergie, il apparaît difficile d'emmagasiner, de stocker de l'électricité : par conséquent, on est en droit de penser que la consommation d'électricité observée durant une période correspond au flux d'électricité consommé durant cette même période. Celle-ci présente également l'avantage d'être un *input* assez homogène dans le temps. Cette stabilité de l'unité de mesure permet ainsi la réalisation de toutes sortes d'agrégations et des études sur séries longues, lui accordant, de ce fait, un avantage sans conteste sur les autres formes d'énergie comme le charbon par exemple. Enfin, le faible coût de ces données, leur parfaite objectivité et exhaustivité ainsi que leur mise à disposition en « temps réel » constituent, s'il en était besoin, une incitation supplémentaire pour tenter de les exploiter davantage.

De nombreuses études internationales ont par ailleurs mis en évidence la possibilité de construire un indicateur d'utilisation des équipements productifs à partir de la consommation d'électricité des entreprises. La première approche fut effectuée, à notre connaissance, par [Foss M. F. \(1963\)](#) pour les États-Unis. Cette idée fut ensuite reprise par [Jorgenson](#)

[D. W. et Griliches Z. \(1967\)](#), [Morawetz D. \(1976\)](#) sur les données concernant Israël et les Philippines, appliquée aux chiffres de l'industrie manufacturière du Royaume-Uni par [Heathfield D. F. \(1972\)](#), [Bosworth D. et Westaway A. J. \(1984\)](#), [Bosworth D. \(1985\)](#), à la Suède par [Anxo D. et Sterner Th. \(1991\)](#) et enfin à la France par [Heyer E. \(1995\)](#).

En mobilisant la base de données de RTE ([Réseau de Transport d'électricité](#)) permettant de connaître la consommation totale d'électricité en France en temps réel, par tranche de 30 minutes depuis le 1^{er} janvier 2010 et après l'avoir purgée des effets saisonniers, des jours fériés, des aléas météorologiques (écart entre la température journalière et la normale saisonnière) et des gains d'efficacité énergétique, il apparaît très clairement que la consommation d'électricité observée depuis le début du confinement se situe très en deçà de sa valeur attendue, dont la raison pourrait être une moindre utilisation des équipements productifs (graphique 1).

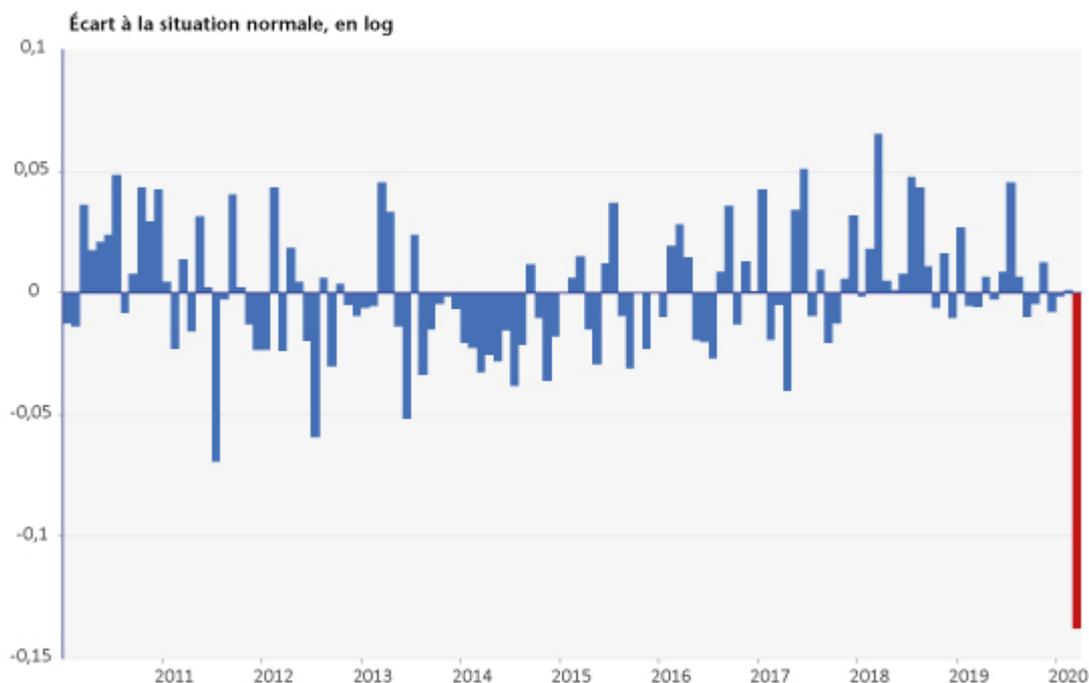
Graphique 1. Consommation d'électricité journalière en France purgée des effets saisonniers, des jours fériés, des aléas météorologiques et des gains d'efficacité énergétique



Sources : RTE, calculs de l'auteur.

Agrégée en donnée mensuelle, la baisse observée au mois de mars est la plus importante jamais enregistrée au cours de la période analysée (graphique 2) : en mars 2020, la consommation d'électricité a été inférieure de près de 15% par rapport à une « situation normale ».

Graphique 2. Consommation d'électricité mensuelle en France « purgée »



Sources : RTE, calculs de l'auteur.

Une fois purgée de la saisonnalité, d'une tendance à l'économie d'électricité et des températures inhabituelles, la consommation d'électricité permet d'expliquer une partie des variations de l'Indice de Production industrielle. Sur la période 2010-2019, il existe une relation de long-terme – cointégration – entre l'IPI, la consommation d'électricité et l'emploi industriel. Dans le cadre de cette relation, l'élasticité de l'IPI à la consommation d'électricité est de 0,74.

Sur la base de cette relation économétrique et en faisant l'hypothèse d'une stabilisation de l'emploi industriel au mois de mars, nous pouvons tenter d'estimer de façon anticipée l'IPI du mois de mars 2020. D'après nos estimations, ce dernier pourrait connaître une baisse de plus de 10%, confirmant le caractère inédit de la crise depuis la création de cet indice (graphique 3).

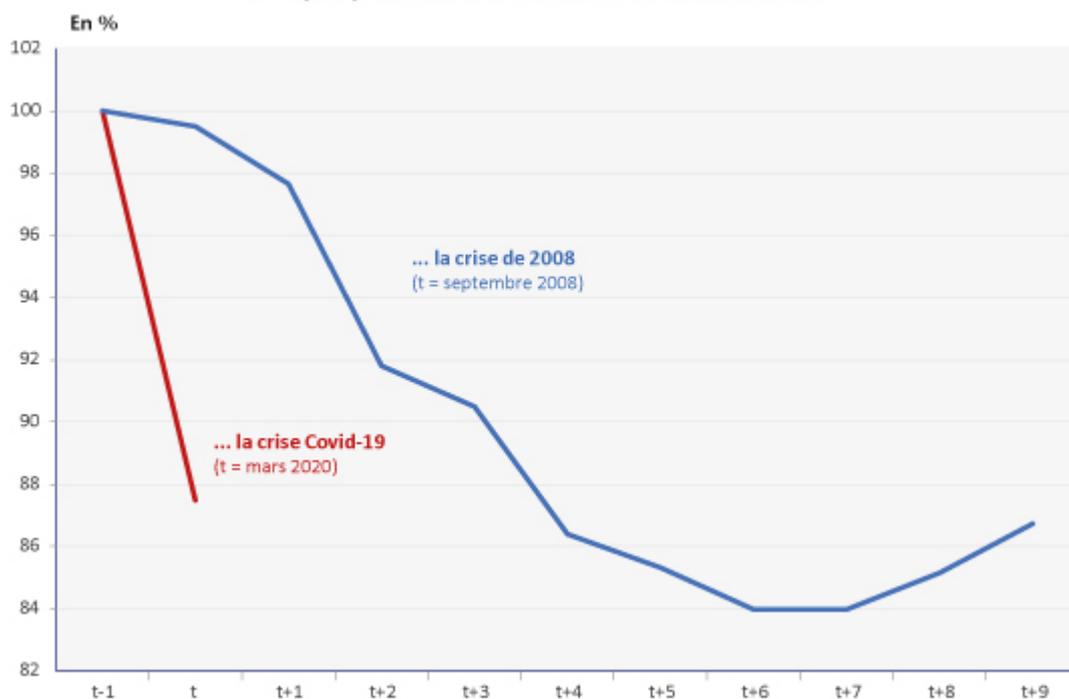
Graphique 3. Une prévision de l'IPI pour mars 2020



Sources : INSEE, calculs de l'auteur.

Cette chute mensuelle sans précédent équivaldrait à la baisse observée près de cinq mois après le début de la crise de 2008 (graphiques 4).

Graphique 4. La baisse de l'IPI au moment de...



Sources : INSEE, calculs de l'auteur.

Enfin, la baisse de la consommation d'électricité a débuté au milieu du mois de mars. En la prolongeant sur un mois, la

baisse pourrait atteindre 30% pour un mois de confinement. Son intégration dans un modèle économétrique estimant le PIB indique qu'une telle baisse engendrerait une diminution de près de 25% de l'IPI et de 5,7 % du PIB mensuel, impact comparable à l'hypothèse retenue dans [l'évaluation de l'OFCE](#).

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 : EIA 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

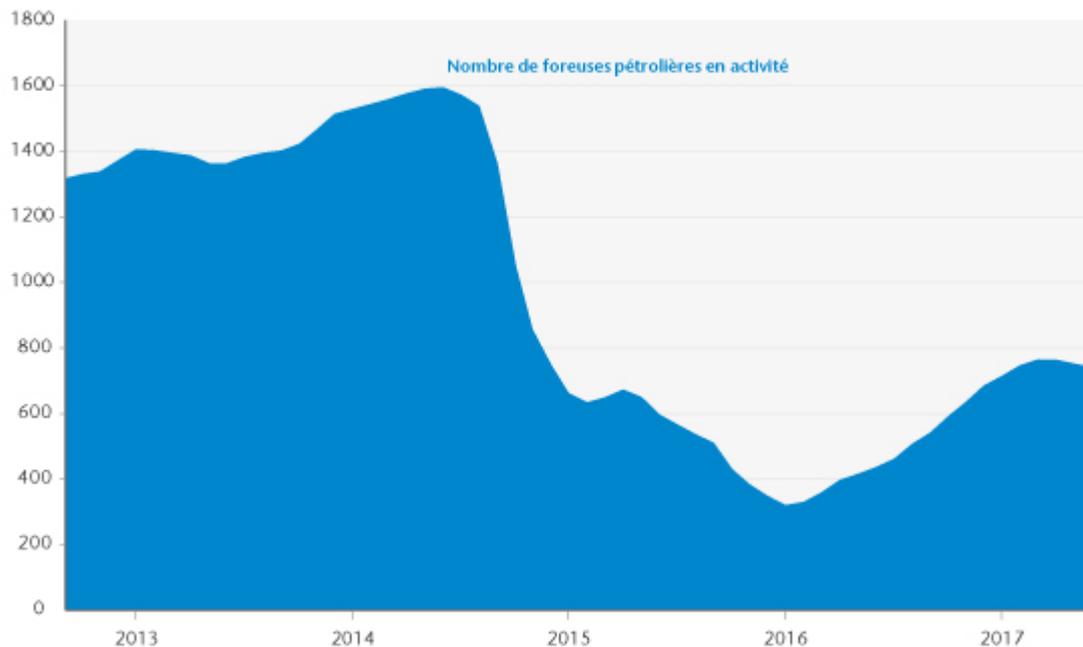
Alors que les deux accords de 2016 prévoyaient de limiter la production jusqu'en mars 2018, avec possibilité d'extension, l'OPEP a décidé de l'étendre de 9 mois supplémentaires, jusqu'en décembre 2018. Par ailleurs, la Libye et le Nigéria, auparavant épargnés par l'accord, ont également été intégrés. 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'affaiblit 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, cvs

	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 industrielles¹	-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 Hambourg (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.

Avantage fiscal sur le gazole

: une fin programmée

par [Céline Antonin](#)

Comme l'a souligné le rapport n°4019 de l'Assemblée Nationale sur l'offre automobile française, « *la France est un des pays d'Europe dont le parc roulant est le plus diésélisé et où l'écart de fiscalité appliqué à l'essence et au gazole reste parmi les plus importants.* » Or plusieurs arguments plaident pour un alignement des fiscalités. Tout d'abord, alors que l'avantage conféré au gazole s'expliquait par son utilisation majoritairement professionnelle, le diesel a massivement investi la sphère des voitures particulières, rendant cet avantage indu. En outre, le gazole présente des dangers pour la santé publique. En 2012, l'Organisation mondiale de la santé a classé les gaz d'échappement des moteurs diesel comme cancérogènes, avec un coût sanitaire estimé par la Cour des comptes entre 20 et 30 milliards d'euros [\[1\]](#). L'argument économique plaide également pour un rééquilibrage : la forte diésélisation du parc automobile français conduit à un fort besoin d'importation en gazole alors que la France est exportateur net d'essence raffinée. Enfin, le manque à gagner fiscal est conséquent : la Cour des comptes chiffre la perte de recettes fiscales liées au diesel à 6,9 milliards d'euros pour l'année 2011.

Depuis, l'alignement est en cours : force est de constater que la fiscalité du gazole a été progressivement relevée à partir de la Loi de finances de 2015. En 2017, l'écart de fiscalité entre essence et gazole a été réduit d'un tiers par rapport à 2014, passant de 17 à 11 centimes d'euros. Le gouvernement Macron a réaffirmé la volonté d'éliminer ce différentiel à l'horizon de quatre ans. **En 2018, le gazole augmenterait de 7,4 centimes d'euro et l'essence sans plomb de 4,5 centimes, sous le seul effet des taxes. Le réaligement devrait entraîner, en 2021, une hausse du prix à la pompe de 27 centimes pour le gazole et de 13 centimes pour le sans-plomb,**

à condition que le prix du pétrole en euros reste constant. Par ailleurs, la hausse de fiscalité sur le gazole devrait rapporter 3 milliards d'euros aux caisses de l'Etat en 2018[2] (par rapport à un scénario de stabilité fiscale). Si l'on considère l'ensemble des carburants, les recettes supplémentaires atteindraient 3,4 milliards d'euros pour l'année 2018.

Le but de ce billet est de décrypter les composantes du prix du carburant et de détailler le chiffrage prospectif de la hausse du prix d'ici 2021.

Un différentiel lié à l'histoire

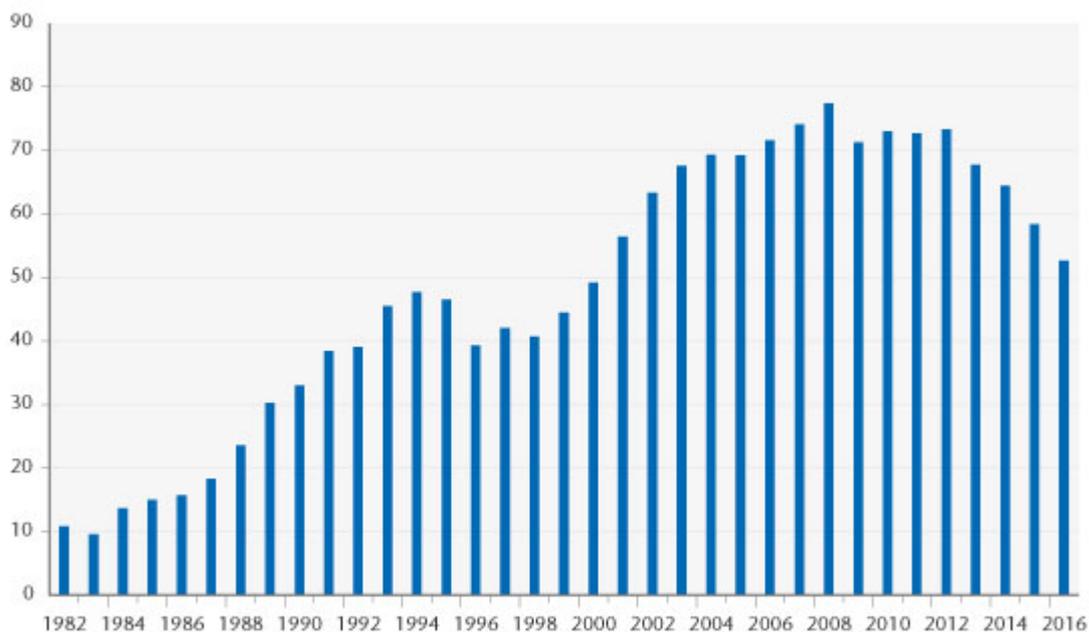
Si historiquement, le gazole a bénéficié d'une fiscalité préférentielle, c'est d'abord en raison de son utilisation quasi-exclusivement professionnelle, dans un contexte de reconstruction après la Seconde Guerre mondiale. En 1980, ce carburant ne représentait en effet que 8,4 % des immatriculations. Ce n'est qu'à la fin des années 1980 que les véhicules légers à motorisation diesel destinés aux particuliers sont apparus massivement. Leur diffusion s'est accélérée au cours des années 2000 (graphique 1) et la part des immatriculations de véhicules diesel a culminé à 73 % en 2008. Depuis, cette part décroît ; cela étant, les nouvelles immatriculations de véhicules diesel représentent plus de la moitié des immatriculations de véhicules particuliers neufs en France en 2016. Par ailleurs, les véhicules diesel représentent 62,4 % du parc automobile[3]. La France n'est pas une exception en Europe : cinq pays (l'Irlande, le Luxembourg, l'Espagne, le Portugal et la Grèce) affichent un taux de diésélisation plus fort.

Le rééquilibrage a été envisagé par plusieurs gouvernements, dès 1998 (gouvernements Jospin puis Raffarin), mais la réforme n'a jamais été menée à son terme, malgré la décision de l'Organisation mondiale de la santé de 2012 de classer les particules fines de gaz d'échappement de véhicules diesel

comme cancérogènes. De nombreux rapports ont cependant souligné l'absence de justification de l'avantage fiscal sur le gazole, notamment en termes de manque à gagner pour l'Etat, et prôné l'alignement des fiscalités à l'instar du Comité pour la fiscalité écologique[4] en 2013.

Finalement, à partir de la Loi de finances de 2015, la fiscalité portant sur le gazole a été progressivement relevée. Ainsi, la principale composante de cette fiscalité, la Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE), a plus fortement augmenté sur le gazole que sur l'essence sans plomb (graphique 1). En 2017, le gouvernement Macron s'est engagé à poursuivre la convergence et a annoncé que le différentiel serait comblé grâce à l'augmentation de la TICPE.

Graphique 1. Part des moteurs diesel dans les nouvelles immatriculations de voitures particulières



Source : INSEE.

Les composantes du prix à la pompe : un petit rappel technique

Le prix de vente des carburants se décompose en strates successives[5].

Le prix du carburant hors taxes

La première composante est le prix d'achat du pétrole brut, déterminé sur les marchés mondiaux. Sur ces marchés, deux indices (*Brent* et *Western Texas Intermediate*) font référence : les formules de prix de tous les bruts vendus sur les marchés internationaux sont explicitement indexées sur le prix du Brent s'ils sont à destination de l'Europe et du WTI à destination des États-Unis. Par conséquent, on peut faire l'approximation selon laquelle les évolutions de prix du brut importé en France sont identiques à celles du Brent. L'effet du taux de change est crucial, puisque le pétrole brut est négocié en dollars sur les marchés : lorsque l'euro s'apprécie, la facture pétrolière s'allège.

Le pétrole importé est ensuite raffiné avec le prélèvement d'une marge de raffinage par les producteurs. Les produits pétroliers raffinés font l'objet de cotations sur les marchés régionaux (Rotterdam pour l'Europe du Nord, Gênes-Lavéra pour la Méditerranée). Les carburants sont ensuite transportés et distribués sur l'ensemble du territoire. Les distributeurs prélèvent une marge de transport/distribution, définie comme la différence entre le prix hors taxe et le prix sur le marché de produits raffinés. La France se situe en dessous de la moyenne européenne pour la marge de transport-distribution, avec des marges comprimées du fait d'un secteur très concurrentiel.

La taxation du carburant

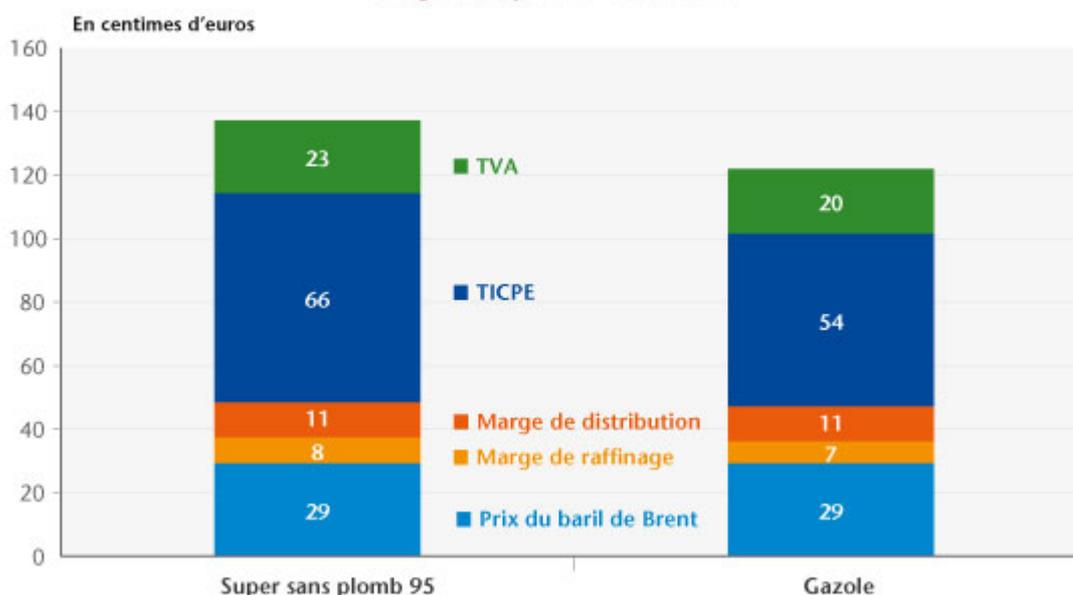
Les taxes constituent l'essentiel du prix à la pompe. En 2016, elles représentent 66 % du prix TTC pour le SP-95 et 63 % pour le gazole (graphique 2).

Une première taxe, **la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques**[\[6\]](#) (TICPE), est un droit d'accise, perçu sur les volumes, et non sur le prix de vente du produit. Elle est complexe car elle résulte de la combinaison de plusieurs strates :

- Une TICPE nationale, fixée chaque année par la Loi de finances et reprise en droit français dans le tableau B de l'article 256 du code des douanes. Cette TICPE nationale sur chaque unité consommée est plus faible sur le gazole que sur l'essence : en 2014, elle atteignait 42,8 centimes d'euros sur le gazole contre 62,3 centimes d'euros sur le sans-plomb ;
- Une part de TICPE régionale (uniformisée en 2017 par la Loi de finances rectificative pour 2016) ;
- La taxe carbone (ou contribution climat énergie), intégrée à la TICPE depuis 2014, et fortement relevée chaque année. En 2014, le montant de la taxe carbone était de 7 € par tonne de CO₂ ; ce montant a été relevé à 14,50 €/tonne de CO₂ en 2015, 22 €/ tonne de CO₂ en 2016 et 30,5 €/tonne de CO₂ en 2017.

Une seconde taxe, la **taxe sur la valeur ajoutée** (TVA), porte sur le prix de vente hors taxe majoré de la TIPCE (d'où une double taxation, puisque l'on taxe à la fois le prix hors taxe et la TICPE). Le taux de TVA en vigueur sur la consommation de produits pétroliers et de gaz naturel est le taux normal, soit 20 %.

Graphique 2. Décomposition du prix d'un litre de sans plomb et d'un litre de gazole, janvier-août 2017



Sources : UFIP, DGEC, calculs de l'auteur.

En 2018, la taxation du gazole va augmenter sous l'effet de deux mesures :

Un alignement du prix du gazole sur celui de l'essence sans plomb à l'horizon 2021

– D'abord le gouvernement a annoncé sa volonté d'augmenter la TICPE « nationale » chaque année de 2,6 centimes par litre de gazole jusqu'en 2021 (annonce de Bruno Le Maire du 12 septembre 2017) ;

– Par ailleurs, l'article 1 VIII de la Loi sur la transition énergétique pour une croissance verte prévoyait une trajectoire croissante de la composante carbone jusqu'en 2030 : la composante carbone devrait passer de 30,50 €/ tonne de carbone en 2017 à 39 €/ tonne de carbone en 2018, et à 60,4 €/ tonne de carbone en 2021. Or, le ministre de la Transition écologique a expliqué que cette trajectoire était insuffisante pour atteindre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre, et une nouvelle trajectoire devrait être inscrite dans le Projet de loi de finances de 2018. Cette nouvelle trajectoire prévoit un prix de 44,6 €/ tonne de carbone en 2018, 55 €/ t en 2019, 65,4 €/ t en 2020, 75,8 €/ t en 2021 et 86,2 €/ t en 2022.

Ainsi, en 2018, les prix du gazole augmenteraient de 2,6 centimes par litre auxquels il faut ajouter 3,8 centimes par litre au titre de la taxe carbone^[7] et 1,6 centime au titre du surplus de TVA. Le surcoût par litre de gazole serait donc de 7,4 centimes d'euros, si le prix du gazole hors taxes reste inchangé ainsi que la part régionale de la TICPE (tableau). A l'horizon 2021, si l'on fait l'hypothèse d'une hausse de la TICPE nationale de 2,6 centimes chaque année, et qu'on suit la trajectoire de taxe carbone qui devrait être inscrite dans le Projet de loi de finances de 2018, le montant de la TICPE sur le gazole passerait de 54,4 centimes d'euros en 2017 à 76,9 centimes en 2021. En supposant le prix du baril de pétrole inchangé, le montant total des taxes sur le gazole passerait

quant à lui de 0,75 euro en 2017 à 1,02 euro en 2021, soit une augmentation de 36 %. Dans le même temps, la TICPE sur l'essence sans plomb passerait de 65,8 à 76,7 centimes d'euros par litre entre 2017 et 2021. En supposant le prix du baril de pétrole inchangé, le montant total des taxes sur l'essence sans plomb passerait de 88,8 centimes à 101,7 centimes en 2021, soit une augmentation de 15 %.

Tableau. Évolution prospective des prix et de la taxation du gazole et du sans plomb, 2017-2021

En centimes d'euro

		Gazole	SP 95
2017	TICPE	54,4	65,8
	Total taxes	74,7	88,8
	Prix TTC	122,3	137,4
2018	TICPE	60,8	69,7
	Total taxes	82,4	93,3
	Prix TTC	129,6	141,9
2021	TICPE	76,9	76,7
	Total taxes	101,7	101,7
	Prix TTC	149,0	150,3

Sources : UFIP, DGEC, calculs de l'auteur.

Ainsi, en 2021, le prix du gazole rejoindrait celui du sans plomb, effaçant l'avantage historique conféré au gazole. Cela devrait se traduire par la désaffection des consommateurs pour les véhicules diesel par rapport aux véhicules à essence, amplifiant la baisse amorcée en 2012 (graphique 1). Cela étant, les ventes de gazole représentent 80,8% de la consommation française de carburants, et la hausse de fiscalité sur le gazole devrait rapporter 3 milliards d'euros aux caisses de l'Etat en 2018[8] (par rapport au scénario de stabilité fiscale). Si l'on considère l'ensemble des carburants, les recettes supplémentaires atteindraient 3,4 milliards d'euros pour l'année 2018[9].

En 2018, nous prévoyons une légère baisse du prix du baril de pétrole en euros (qui passerait de 46 à 43 euros par baril), sous l'effet de l'appréciation de l'euro. Cette baisse devrait réduire de moitié la hausse du prix à la pompe pour 2018.

Cependant, à plus long terme, l'Agence Internationale de l'Energie n'exclut pas un nouveau choc pétrolier d'ici le début des années 2020, en raison d'une insuffisance d'investissements en amont [\[10\]](#). Ainsi, la facture pourrait s'avérer très salée pour le consommateur, et le seuil symbolique de 2 euros par litre pourrait à nouveau être franchi. L'augmentation de la facture carburant est néanmoins une bonne nouvelle du point de vue écologique, même si, à court terme, la consommation de carburant devrait peu baisser en raison d'une faible élasticité-prix de la demande, et d'une transition électrique qui prendra du temps.

[\[1\]](#) Référé n°65241 de la Cour des comptes, 17 décembre 2012.

[\[2\]](#) En faisant l'hypothèse d'une élasticité du volume d'achat au prix du carburant de -0,4, et sachant que les ventes de gazole de 2016 représentaient 40,6 millions de mètres cubes en 2016.

[\[3\]](#) Chiffre de 2014, Comité des constructeurs français d'automobiles.

[\[4\]](#) Avis n° 3 du Comité pour la fiscalité écologique « L'écart de taxation entre le gazole et l'essence », 18 avril 2013.

[\[5\]](#) Pour le détail du calcul technique du prix à la pompe, on pourra se reporter à C. Antonin, Lettre de l'OFCE, n°328, 2011.

[\[6\]](#) La TICPE a remplacé en 2011 la TIPP (taxe intérieure sur les produits pétroliers).

[\[7\]](#) Sachant qu'un litre de gazole produit 2,7 kg de CO₂ (et un litre de sans plomb produit 2,2 kg de CO₂).

[\[8\]](#) En faisant l'hypothèse d'une élasticité du volume d'achat au prix du carburant de -0,4, et sachant que les ventes de gazole de 2016 représentaient 40,6 millions de mètres cubes en

2016 (UFIP et CPDP).

[\[9\]](#) Les ventes d'essence sans plomb représentaient 9,8 millions de mètres de cube en 2016 (UFIP et CPDP).

[\[10\]](#) International Energy Agency (2017), *Market Report Series: Oil 2017, Analysis and Forecast to 2022*.

Le meilleur du contre-choc pétrolier est à venir !

par [Eric Heyer](#) et [Paul Hubert](#)

Après avoir connu une forte baisse au cours des 2 dernières années, le prix du baril de pétrole est reparti à la hausse depuis le début de l'année. Alors qu'il se situait aux alentours des 110 dollars début 2014, puis à 31 dollars début 2016, il frôle actuellement les 50 dollars.

Cette remontée du prix du pétrole va-t-elle remettre en cause le schéma de reprise graduelle qui semblait s'enclencher en France en 2016 ?

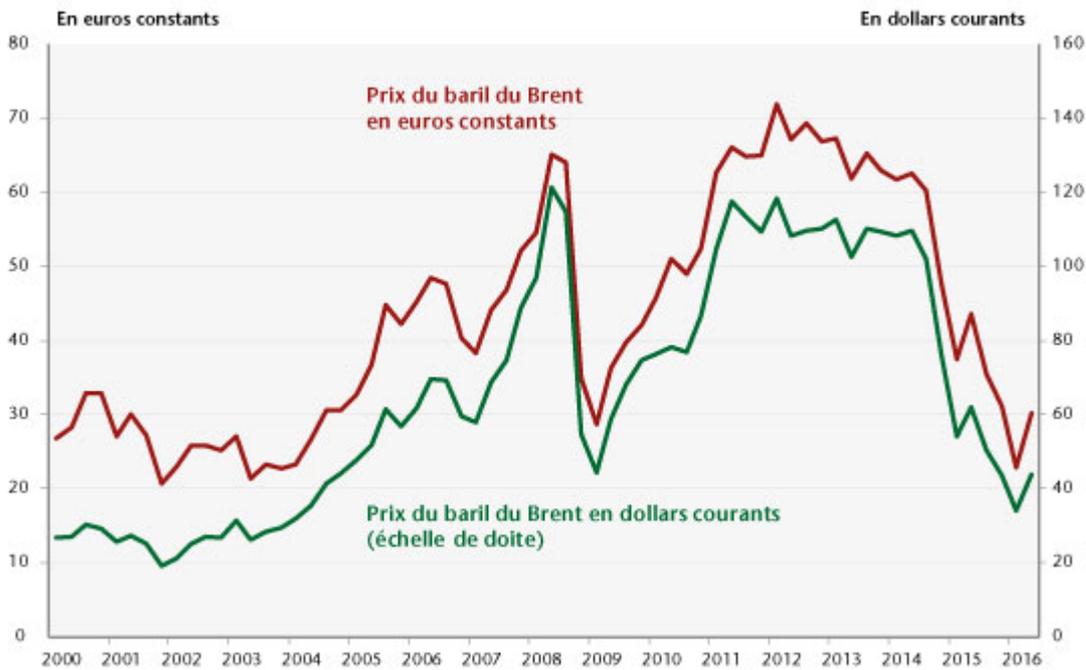
[Dans une étude récente](#), nous avons tenté de répondre à trois questions autour de l'impact du prix du pétrole sur la croissance française : son impact est-il immédiat ou existe-t-il un décalage temporel entre les variations du prix du pétrole et son incidence sur le PIB ? Les effets des variations du prix du pétrole sont-ils asymétriques entre hausses et baisses ? Ces effets dépendent-ils du cycle conjoncturel ? Les principaux résultats de notre étude peuvent être résumés de la manière suivante :

1. Il existe un décalage de l'impact d'une variation du

- prix du pétrole sur le PIB français. Ce décalage serait en moyenne, sur la période 1985-2015, de 4 trimestres ;
2. L'effet, à la baisse comme la hausse, n'est significatif que pour des variations des prix du pétrole supérieures à 1 écart-type ;
 3. L'effet asymétrique est extrêmement faible : l'élasticité de l'activité au prix du pétrole est identique dans le cas d'une hausse ou d'une baisse de ce dernier. Seule la vitesse de diffusion diffère (3 trimestres dans le cas d'une hausse contre 4 dans celui d'une baisse) ;
 4. Enfin, l'effet des variations du prix du pétrole sur l'activité dépend de la phase du cycle conjoncturel : l'élasticité n'est pas significativement différente de zéro dans des états de « crise » et de « haute conjoncture ». En revanche l'élasticité est très largement supérieure en valeur absolue lorsque l'économie se situe en croissance modérée (basse conjoncture).

Appliquons maintenant ces résultats à la situation observée depuis 2012. [Entre le premier trimestre 2012 et le premier trimestre 2016](#), le prix du baril de Brent est passé de 118 dollars à 34 dollars, soit une baisse de 84 dollars en 4 ans. Si on tient compte du taux de change euro-dollar et des évolutions du prix de consommation en France, cette baisse équivaut à une réduction de 49 euros au cours de cette période (graphique 1).

Graphique 1. Évolution du prix du baril de Brent

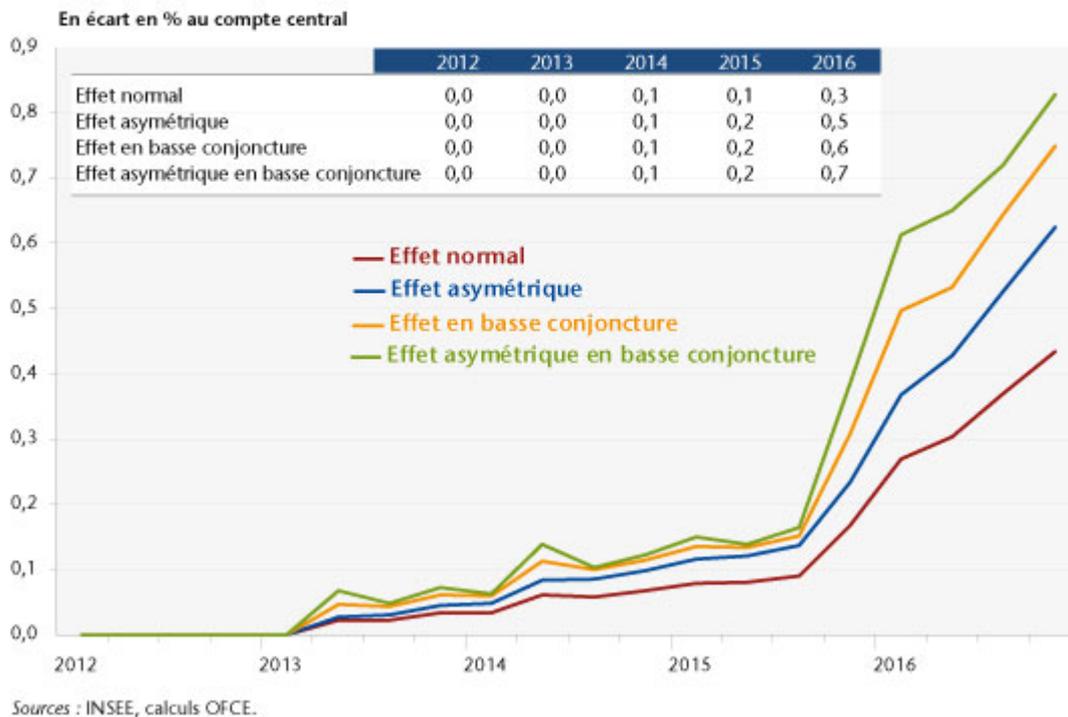


Sources : INSEE, calculs OFCE.

Nous avons évalué l'incidence d'une telle baisse sur le PIB trimestriel français en tenant compte du retard, de l'asymétrie et de la phase du cycle conjoncturel mis en avant précédemment.

Les résultats de ces variantes indiquent que l'effet du contre-choc pétrolier n'est finalement pas très visible en 2015. Comme l'illustre le graphique 2, l'effet devrait se faire sentir à partir du premier trimestre 2016 et ce quelles que soient les hypothèses retenues. L'effet positif du contre-choc pétrolier est donc à venir !

Graphique 2. Impact sur le PIB de la baisse du baril depuis 2012



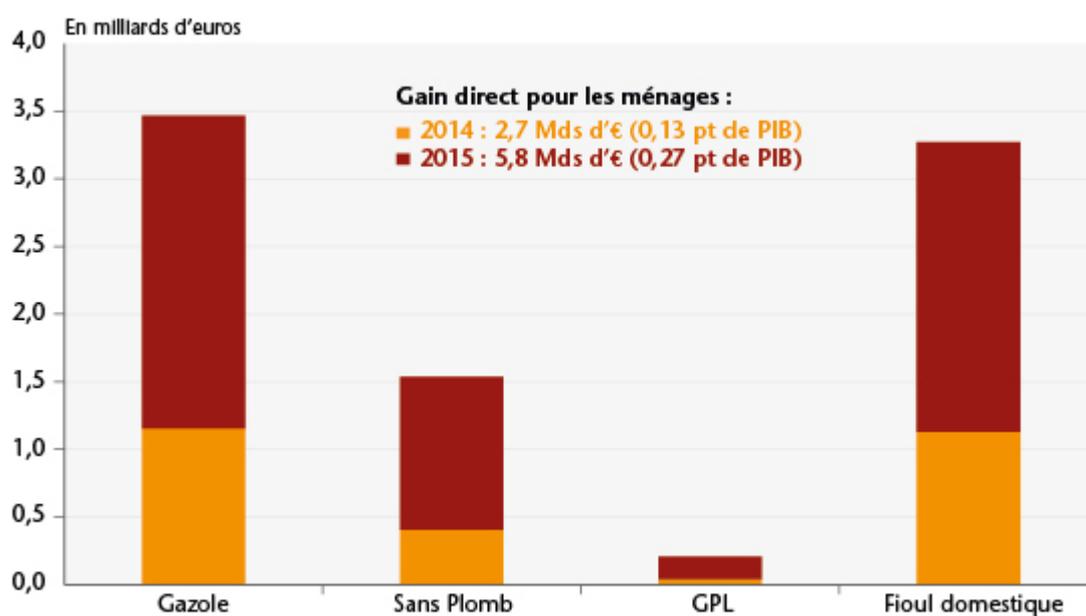
Où est passée la manne pétrolière ?

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

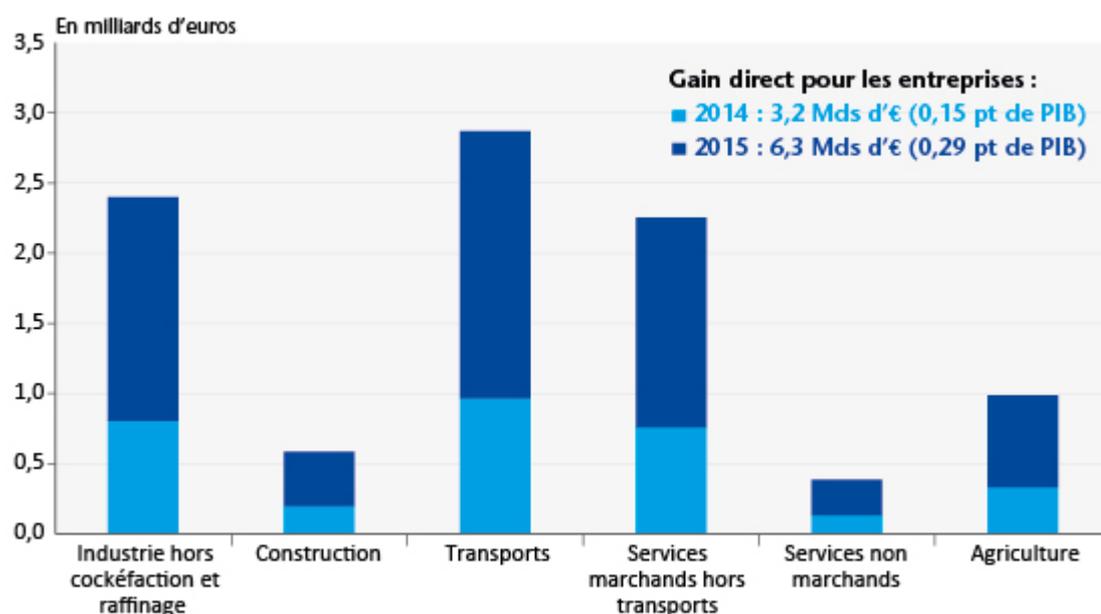


Sources : Ministère de l'Ecologie, du développement durable et de l'énergie, calculs OFCE.

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.