

A S S E M B L É E N A T I O N A L E

X V ^e L É G I S L A T U R E

Compte rendu

Commission d'enquête sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique

Mardi

9 avril 2019

Séance de 10 heures 30

Compte rendu n° 13

SESSION ORDINAIRE DE 2018-2019

**Présidence
de M. Julien Aubert,
*Président***

– Audition, ouverte à la presse, de M. Édouard Sauvage, directeur général de GRDF, accompagné de M. Bertrand de Singly, délégué à la stratégie, et de Mme Muriel Oheix, chargée des relations institutionnelles, et de M. Thierry Trouvé, directeur général de GRTgaz, accompagné de M. Philippe Madiec, directeur stratégie et régulation, de M. Anthony Mazzenga, directeur gaz renouvelables, et de Mme Agnès Boulard, responsable des relations institutionnelles 2



La séance est ouverte à onze heures cinquante-cinq.

M. le président Julien Aubert. Nous accueillons à présent des responsables de Gaz Réseau de France (GRDF), entreprise qui assure l'essentiel de la distribution de gaz en France et est donc l'équivalent d'ENEDIS pour l'électricité, et de GRTgaz, entreprise responsable du réseau de transport de gaz à haute pression, l'équivalent de RTE.

Il s'agit, pour GRDF, de M. Édouard Sauvage, directeur général, M. Bertrand de Singly, délégué à la stratégie, et Mme Muriel Oheix, chargée des relations institutionnelles, et, pour GRTgaz, de M. Thierry Trouvé, directeur général, M. Philippe Madiec, directeur « stratégie et régulation », M. Anthony Mazzenga, directeur « gaz renouvelables », et Mme Agnès Boulard, responsable des relations institutionnelles.

Le gaz naturel est une énergie fossile, à l'exception des biogaz dont celui issu de méthanisation principalement d'origine agricole. Sa consommation enregistre une croissance soutenue en Europe.

Nous nous sommes aperçus qu'il existait des questions croisées sur l'électricité ; c'est pourquoi nous avons décidé de regrouper les deux auditions pour le gaz, ce qui nous évitera de répéter deux fois les mêmes questions et nous permettra de comparer immédiatement les réponses – même si nous savons que distribution et transport fonctionnent main dans la main.

Vous nous direz quels sont, à grands traits, les caractéristiques et éventuelles spécificités du marché français, notamment le rôle de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) – que nous avons également auditionnée – dans le processus de fixation des prix, et en quoi ce marché, lui aussi ouvert à la concurrence depuis 2007, se distingue du marché de l'électricité, dont notre commission a déjà rencontré certains des principaux acteurs et a pu mesurer l'ampleur de sa qualité concurrentielle, qui force l'admiration.

Une différence fondamentale avec l'électricité est que le gaz est une ressource importée à 98 %, la production française restant très faible. Concernant les importations de gaz, nous nous interrogeons sur la part des contrats à long terme avec des pays producteurs et la part acquise par les fournisseurs français, notamment les fournisseurs alternatifs, sur le marché libre ou « spot ». Plus généralement, les liens entretenus par chacune de vos entreprises avec les fournisseurs alternatifs de gaz et, le cas échéant, les questions qui font problème sont susceptibles d'éveiller l'attention des membres de la commission...

Notre commission d'enquête s'intéresse tout particulièrement aux énergies renouvelables (ENR). L'insertion dans les réseaux d'une ENR telle que le gaz issu de la méthanisation est-elle un facteur de perturbation de vos réseaux, particulièrement au niveau des interconnexions européennes ?

Il est utile à la commission d'enquête de connaître ce que coûte l'insertion des gaz renouvelables à vos entreprises en investissements nouveaux. Comment dégagez-vous les capacités de financement vous permettant de réaliser ces investissements et quels sont les coûts programmés pour les années à venir ?

Vos deux entreprises disposeront exactement du même temps de parole qu'Enedis et RTE auditionnées séparément. Vous aurez, messieurs les directeurs généraux, quinze minutes chacun pour un exposé liminaire, que vous pouvez bien sûr partager avec les experts qui vous accompagnent.

S'agissant d'une commission d'enquête, il me revient, conformément aux dispositions de l'article 6 de l'ordonnance du 17 novembre 1958, de vous demander de prêter serment.

(M. Édouard Sauvage et M. Thierry Trouvé prêtent serment.)

Je vous laisse la parole.

M. Thierry Trouvé, directeur général de GRTgaz. Je voudrais tout d'abord rappeler un certain nombre de fondamentaux qu'il est bon d'avoir en tête.

Premièrement, si l'on consomme en France environ 500 térawattheures d'énergie sous forme d'électricité, on en consomme pratiquement autant – entre 450 et 500 térawattheures – sous forme de gaz. Il y a donc autant d'enjeux à s'intéresser à l'électricité qu'au gaz.

Deuxièmement, puisque vous vous focalisez sur les énergies renouvelables, il est important d'examiner la problématique des énergies renouvelables du point de vue du gaz et pas seulement de celui de l'électricité, d'autant plus que la caractéristique du système gazier est que la pointe de consommation, élément extrêmement important quand on dimensionne un système énergétique, est entre 1,5 et 1,7 fois plus « heurtante » que la pointe de consommation du système électrique. Autrement dit, quand la pointe d'hiver chez RTE atteint 100 gigawatts, – record historique enregistré en 2012 –, nous enregistrons, le même jour, entre 150 et 170 gigawatts si l'on inclut le deuxième transporteur qui existe en France. Il est extrêmement important d'avoir cela en tête : la question de la pointe est cruciale.

Le troisième élément qu'il faut avoir en tête, c'est la question du stockage. Dans le système gazier, nous disposons de stockages souterrains qui permettent de stocker un tiers de la consommation annuelle de la France en gaz, soit l'équivalent d'un tiers de la consommation annuelle en électricité. C'est extrêmement important à un moment où l'on a des problématiques d'intermittence à gérer, avec un certain nombre de nouvelles énergies renouvelables électriques.

Comme vous l'avez dit, le gaz est une énergie fossile. Si l'objectif est de décarboner notre système énergétique, il faut s'intéresser tout particulièrement au secteur du gaz car, alors que le système électrique est déjà largement décarboné grâce au nucléaire, le secteur du gaz utilise encore 99,9 % de gaz fossiles, émetteurs de gaz à effet de serre, même si le gaz naturel est l'énergie fossile qui émet le moins de CO₂, comparé au pétrole ou au charbon.

La première idée qui peut venir à l'esprit quand on réfléchit à la manière de décarboner ces 500 térawattheures, c'est de se dire que, puisque l'électricité est largement décarbonée, il suffit de remplacer le gaz par l'électricité pour résoudre le problème. C'est une idée que l'on entend parfois, un peu plus en France qu'ailleurs ; elle a circulé en Europe il y a quelques années mais n'a plus vraiment de succès dans la plupart des États européens et au niveau de Bruxelles. Quand on y réfléchit sérieusement, on s'aperçoit qu'augmenter de manière significative la consommation d'électricité et, du coup, encore plus significativement la pointe de consommation, car il faudrait remplacer la pointe gazière par une pointe équivalente, pose des tas de problèmes.

Beaucoup d'études ont été publiées, avec certes des périmètres différents, parfois ciblées sur certains pays, par exemple l'Allemagne, parfois ciblées au niveau européen. La dernière parue au niveau européen a été réalisée par le consultant Navigant ; on y compare deux situations, l'une dans laquelle on essaye de se passer le plus possible du gaz en le

remplaçant par de l'électricité, l'autre dans laquelle on essaie de décarboner le gaz, donc de remplacer le gaz fossile par du biométhane ou de l'hydrogène, et on regarde la différence de coût. La conclusion de cette étude est intéressante : à l'horizon 2050, dans un monde totalement décarboné en gaz et en électricité, selon qu'on a électrifié au maximum ou que l'on a décarboné le gaz, la différence de prix pour la collectivité au niveau européen est de 200 milliards d'euros par an – en ordre de grandeur s'entend. Et cela se comprend : comme je le disais tout à l'heure, si on électrifie tout, il faut remplacer les systèmes de chauffage des gens équipés de chauffage au gaz, probablement renforcer les réseaux électriques de distribution et de transport, revoir le système de production... Tout cela représente énormément de charges additionnelles. Notre message consiste donc à dire que, si l'on veut décarboner l'énergie en France, il faut décarboner le système gazier plutôt que de le supprimer.

Il est intéressant de regarder ce que l'on consacre comme argent à la décarbonation du gaz. En 2018, on y a consacré, par le biais du soutien au biométhane, 64 millions d'euros, une technologie encore relativement peu diffusée, sachant que le gaz, au travers de la taxe carbone qu'il paye pour alimenter le compte d'affectation spéciale (CAS), a contribué l'an dernier à hauteur de 2,2 milliards d'euros.

M. le président Julien Aubert. Ces 2,2 milliards d'euros s'entendent pour le chauffage, le transport et le reste ?

M. Thierry Trouvé. Tous usages, en effet.

Ainsi, seulement 64 millions sur ces 2,2 milliards ont servi à décarboner le gaz ; le reste est consacré en réalité à des énergies renouvelables électriques, c'est-à-dire à décarboner une énergie qui l'est déjà largement. Ne ferait-on pas mieux d'utiliser cet argent à décarboner le gaz en priorité plutôt que de décarboner une énergie qui l'est déjà largement ?

Il faut avoir en tête que le gaz vert amène avec lui un certain nombre d'externalités. Du point de vue du réseau en particulier, c'est une énergie dont la production est stable : contrairement à l'éolien ou au photovoltaïque, on produit toujours la même quantité toute l'année. Qui plus est, elle est stockable : notre système permet, j'en ai parlé, de stocker le tiers de la consommation annuelle, et donc constituer des stocks pour l'hiver pendant l'été. On ne peut donc pas comparer directement le prix des énergies renouvelables électriques et des énergies gaz sur ce simple critère « énergie ».

Le gaz renouvelable, c'est en France aujourd'hui essentiellement le biométhane, par méthanisation, mais d'autres technologies sont en cours de développement : ainsi la pyrogazéification, qui consiste à chauffer des déchets, des combustibles solides de récupération ou des déchets de bois, pour en extraire le gaz. C'est une technologie intéressante, utilisée dès le XIX^e siècle et qui revient aujourd'hui de manière plus moderne. Elle devrait venir épauler la méthanisation. Derrière se profile l'hydrogène ; il existe des scénarios dans lesquels l'hydrogène, qui est une molécule non carbonée, vient se substituer partiellement au méthane.

Une des questions que vous avez posées porte sur le coût d'adaptation des réseaux. Là aussi, nous avons une bonne nouvelle : nos réseaux sont largement dimensionnés. Depuis dix ans, à la demande des pouvoirs publics, européens et nationaux, à la demande des utilisateurs de gaz, nous avons énormément investi dans le réseau de transport pour le renforcer et permettre l'ouverture des marchés. Nous avons investi à peu près 6 milliards d'euros en

dix ans : ce grand programme, désormais achevé, aura permis de créer, là où l'on avait des petits marchés morcelés, un marché unique du gaz en France, très interconnecté avec les pays voisins.

Pour ce qui est des coûts de raccordement les installations de biométhane, nous sommes, pour donner un ordre de grandeur, sur un rapport dix en moins : autrement dit, parce que notre réseau est puissant, nous estimons que, pour accueillir 30 térawattheures, soit à peu près l'équivalent de 10 % de la consommation de gaz à l'horizon 2030, conformément au projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), il faut, au niveau du transport, à peu près 600 millions d'euros d'investissement jusqu'en 2030. Divisé par une dizaine d'années, vous voyez donc que ce n'est pas énorme : une soixantaine de millions par an. À comparer à l'année dernière, où nous avons mis en service un ouvrage de 700 millions d'euros, qu'il nous a fallu deux ans pour poser et qui a permis de réaliser cette grande fusion et de créer le marché français. L'ordre de grandeur des dépenses de réseaux qu'il faut consentir pour accueillir la production de biométhane est donc bien inférieur aux sommes que nous venons d'investir depuis dix ans dans le réseau afin de permettre l'ouverture des marchés. Cette question est donc pour nous plutôt secondaire.

M. Édouard Sauvage, directeur général de GRDF. Lorsqu'on analyse un système énergétique, il ne faut pas perdre de vue, au-delà de la consommation annuelle, la problématique de la pointe énergétique liée à l'ensemble des usages à un instant T. Or le constat est simple : la pointe hivernale en France est globalement quatre fois plus élevée que la consommation d'été, ce qui pose d'emblée la question du stockage de l'énergie, question d'autant plus cruciale que l'on s'inscrit dans une logique de décarbonation.

Permettez-moi ici une incidente de pur bon sens : si nous avons besoin en France de plus d'énergie en hiver qu'en été, c'est tout simplement qu'il y a moins de soleil en hiver qu'en été... Ce qui, selon moi, donne une idée de ce qui ne peut pas être une solution pour atteindre la décarbonation totale, quand bien même on peut continuer de développer la production d'énergie thermique ou électrique à partir de solaire !

Cette pointe hivernale, il existe différents moyens de l'atténuer, grâce notamment à des opérations d'efficacité énergétique, en particulier dans le secteur du bâtiment. Néanmoins, on ne la fera jamais totalement disparaître pour des raisons évidentes : quelle que soit l'évolution du réchauffement climatique, je ne sais pas que l'orientation de l'axe de la Terre par rapport au Soleil soit susceptible de se modifier dans les prochaines décennies...

Cela étant dit, compte tenu de la part prépondérante du gaz dans l'équilibre énergétique de notre pays, si l'on souhaite décarboner notre consommation énergétique, il est indispensable d'envisager la décarbonation du gaz.

Permettez-moi de vous livrer ici quelques ordres de grandeur, qui illustrent le risque qui existe, au-delà des contraintes de stockage saisonnier, à trop se polariser sur une électrification des usages. Dans les années 2016-2017, la consommation de gaz servant à produire de l'électricité – environ 73 ou 74 térawattheures – a représenté pratiquement la moitié de la consommation de gaz dans le secteur résidentiel, soit 155 térawattheures.

Sachant que le rendement de la production d'électricité à partir de gaz centralisé offre un rendement deux fois moindre que celui de la production d'énergie à partir de chaudières à gaz performantes qui chauffent directement un logement, on aboutit au paradoxe suivant : pour économiser la consommation de gaz dans le pays, il est préférable, en l'état actuel des

choses, d'isoler les logements chauffés à l'électricité plutôt que les logements chauffés au gaz... Cette photographie peut évidemment changer dans les années à venir mais, dès lors que l'on parle de réduire au plus vite, et non en 2050, les meilleurs effets de levier se retrouvent dans l'amélioration de l'efficacité énergétique partout, mais tout spécialement dans les usages électriques : on a donc besoin d'un volant très significatif de gaz, y compris en base annuelle, pour faire fonctionner le système électrique.

M. le président Julien Aubert. Pourriez-vous reprendre votre démonstration sur l'isolation et les chaudières ?

M. Édouard Sauvage. Dans un logement, le rendement d'une molécule de gaz utilisée dans une chaudière à condensation est pratiquement de 100 %. Mais si vous la brûlez dans une centrale à gaz pour produire de l'électricité, le rendement tombe à 50 % – les plus performantes, assez minoritaires, ne dépassent pas 60 %. Ce à quoi il faut ajouter les pertes liées à l'effet Joule sur le réseau électrique, même si elles sont assez marginales. Globalement donc, le rendement d'une molécule de gaz est deux fois plus élevé si vous brûlez cette molécule directement dans le logement que si vous la brûlez de manière centralisée dans une centrale électrique.

On sait ensuite que la transition énergétique coûte cher. Pour décarboner, on dispose de deux solutions : soit réduire la consommation, soit décarboner les vecteurs. Toute solution consistant à investir de l'argent pour passer d'un vecteur à un autre n'offrant pas de gain immédiat en termes de bilan carbone, dans un souci d'efficacité de la dépense, qu'elle soit publique ou privée, nous recommandons donc de se concentrer sur les vecteurs existants pour s'efforcer soit de les décarboner efficacement, soit de réduire leur consommation d'énergie, qu'il s'agisse de fioul, de charbon, d'électricité ou de gaz. Mais basculer d'un vecteur à un autre n'est *a priori* pas de nature à améliorer le bilan carbone.

Enfin, il faudrait développer davantage l'analyse des différentes politiques énergétiques menées en coût par tonne de CO₂ ou par tonne de gaz à effet de serre évitées. Or la programmation pluriannuelle de l'énergie ne propose aucun bilan de ce type pour les différentes mesures proposées, qu'il s'agisse du développement des énergies renouvelables – encore faudrait-il débattre de la répartition prévue entre gaz et électricité renouvelables –, de l'amélioration de l'efficacité énergétique ou des certificats d'énergie électrique (CEE). Certes, ces bilans sont compliqués à réaliser, et il y aura toujours des experts pour débattre de l'opportunité de raisonner en coût moyen ou en coût marginal, mais ne pas les faire est une erreur : c'est la certitude de ne pas opter pour les meilleures politiques publiques.

La seconde erreur consiste à ne pas tenir compte dans le bilan carbone de l'ensemble du cycle de vie d'un produit. Or les données sont connues : on sait, par exemple, que le biométhane, le nucléaire et l'éolien présentent des résultats à peu près similaires, soit une vingtaine de grammes de CO₂ par kilowattheure, tandis que le photovoltaïque atteint cinquante-cinq grammes de CO₂, dans la mesure où une partie des panneaux solaires est fabriquée dans un pays où le *mix* électrique est très carboné. Nous plaignons donc pour des débats beaucoup plus soutenus, animés par le ministère ou le régulateur, sur l'impact des politiques menées en termes d'émissions de CO₂.

De ce point de vue, sommes convaincus, à GRDF, que le développement de la méthanisation doit être fortement encouragée, et ce pour plusieurs raisons.

Pour commencer, comme l'a rappelé Thierry Trouvé, les coûts d'investissement sur le réseau ne posent pas de problème à proprement parler. Nous avons envisagé, avec l'ADEME, le scénario, extrême en termes d'investissements et en termes d'unités à raccorder, d'une production réalisée en totalité à partir de gaz renouvelable : dans un coût de revient qui tournait autour de 100 euros par mégawattheures, la part liée aux réseaux était de l'ordre de 3 euros... En vérité, l'enjeu est bien davantage dans la production et, comme pour GRTgaz, toutes nos simulations effectuées à partir de l'hypothèse des 10 % de gaz renouvelables à l'horizon de la PPE convergent vers des montants d'investissement stables par rapport à notre niveau actuel, parfaitement en ligne avec nos investissements historiques. En d'autres termes, le fait de disposer d'un réseau efficace et pour partie déjà amorti doit nous permettre de substituer aux investissements de développement du réseau des investissements en faveur de la méthanisation, à coût inchangé pour le consommateur, s'agissant des tarifs d'accès au réseau de distribution.

En ce qui concerne enfin le coût lui-même du gaz renouvelable, la filière prioritaire est évidemment celle du recyclage des déchets, dont nous maîtrisons la technologie, qu'il s'agisse de méthaniser les boues des stations d'épuration, les déchets ménagers putrescibles ou les déchets agricoles, qui représentent 80 % du potentiel de la filière.

Sur ce dernier point, nous avons considéré qu'il fallait associer à nos réflexions aussi bien le Fonds mondial pour la nature (WWF) que la FNSEA ainsi qu'un certain nombre d'associations environnementales, dans la mesure où l'approche de la méthanisation en termes d'impact environnemental est indissociable du développement d'une agriculture durable : non seulement elle permet le recyclage des déchets et favorise donc la réduction des gaz à effet de serre, mais elle a également l'avantage de réduire les engrais azotés, grâce à l'utilisation des digestats. Il est donc essentiel de prendre en compte ces externalités positives lorsqu'on évalue l'intérêt de cette filière par rapport aux autres.

En termes de compétitivité *stricto sensu* ensuite, elle apparaît également tout à fait compétitive par rapport à d'autres filières renouvelables : selon les chiffres de la CRE, le tarif de rachat du mégawattheure produit est en légère progression depuis une dizaine d'années, il est en diminution pour le photovoltaïque, mais demeure très élevé – autour de 300 euros le mégawattheure, contre 90 euros pour l'éolien ; quant au gaz renouvelable, son tarif de rachat est de 95 euros par mégawattheure, et son coût de production proche de celui de l'éolien.

Il faut bien distinguer ici le coût de production du mégawattheure et sa valeur. Or nous disposons pour le gaz d'infrastructures permettant de le stocker sans difficultés, ce qui fait que, globalement, compte tenu de la flexibilité des réseaux et du fait qu'il est techniquement simple d'installer des compresseurs « rebours » permettant de renvoyer le gaz produit vers le stockage, il est possible de l'utiliser à n'importe quel moment de l'année pour un coût additionnel quasiment minime.

Si le gaz se stocke sans difficulté, on sait au contraire que le stockage de l'électricité renouvelable pose un problème majeur : à titre d'illustration, sur ces six derniers mois, les prix du marché de gros de l'électricité ont varié en France entre 250 euros, à la pointe de dix-neuf heures en novembre, et des prix négatifs, dimanche en huit à quinze heures. On a donc affaire à des prix extrêmement volatils, alors que, pour le gaz, les prix des marchés de gros sont restés stables sur les six derniers mois, entre 15 et 24 euros. De ce fait, le coût de production du gaz correspond peu ou prou à sa valeur, alors que la valeur de l'électricité renouvelable dépendra évidemment du prix de marché au moment de la production. À cet

égard, le gaz renouvelable est moins cher aujourd'hui que l'énergie renouvelable dernière génération : l'éolien a légèrement augmenté avec les nouvelles mises en service de 2018.

S'il est donc exact que le gaz renouvelable est plus cher que le gaz importé – 90 euros contre 20 euros –, en revanche, dans l'optique de la décarbonation, il est aujourd'hui tout à fait compétitif par rapport aux renouvelables électriques, *a fortiori* si l'on prend en compte les externalités positives pour un modèle agricole durable. Nous sommes donc convaincus que c'est cette énergie que les pouvoirs publics auraient intérêt à subventionner le plus largement.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. J'aimerais que vous reveniez sur la méthanisation, la pyrogazéification et le *power to gas*, qui représentent respectivement 30, 40 et 30 % des gisements, pour distinguer les avantages et les problématiques propres à chacune des filières.

Par ailleurs, le modèle français présente la spécificité de séparer les fonctions de vente et de distribution du gaz, ce qui n'est pas le cas dans le reste de l'Europe, à croire un article paru dans la newsletter de *Batirama* : « *Dans le paysage européen, GRDF est un objet inhabituel. L'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie a partout séparé les fonctions de vente et de distribution du gaz. Ailleurs en Europe, il existe dans chaque pays une ou plusieurs entreprises dont la mission consiste uniquement à distribuer le gaz pour le compte des vendeurs.* ». Comment se justifie cette singularité, quels en sont les intérêts et les contraintes ?

M. Thierry Trouvé. En ce qui concerne les trois filières de production de gaz renouvelable, vos chiffres reprennent ceux de l'étude prospective de l'ADEME parue l'an dernier et axée sur l'hypothèse d'un gaz d'origine verte à 100 % à l'horizon 2050, produit à partir des trois technologies que vous avez citées : la méthanisation, la pyrogazéification et le *power to gas*.

La méthanisation consiste à récupérer des déchets – boues de station d'épuration, déchets ménagers ou agricoles, voire cultures intermédiaires à vocation énergétique entre deux cultures à vocation alimentaire – et à les faire fermenter dans un méthaniseur pour produire un méthane qui, après épuration, est exactement le même que le méthane d'origine fossile qui circule aujourd'hui dans le réseau. Il s'agit d'une technologie qui, bien qu'elle soit plus récente que l'éolien ou le photovoltaïque, est plus que mûre, puisque les premiers mètres cubes de gaz issus de ce type de méthanisation ont été introduits dans le réseau il y a maintenant sept ou huit ans.

La seconde technologie, la pyrogazéification, n'est pas encore industrialisée à l'heure actuelle mais demeure, en France ou en Europe, au stade de démonstrateurs ou de pilotes, sur lesquels travaille d'ailleurs GRTgaz. Il s'agit pourtant d'une vieille technologie, puisque c'est celle que l'on utilisait dans les usines à gaz. En effet, avant d'utiliser du gaz naturel extrait du sous-sol, la France utilisait du gaz de ville, c'est-à-dire un gaz manufacturé fabriqué dans des usines à gaz. Ces usines utilisaient des matières carbonées – le charbon, puis le pétrole – que l'on chauffait pour en tirer le gaz envoyé dans les réseaux. Dans le cas du gaz renouvelable, la technologie est la même, mais c'est la matière première qui change : au lieu de matières fossiles, on utilise de la matière renouvelable ou des déchets, notamment les combustibles solides de récupération parmi lesquels les plastiques qui posent de vrais enjeux environnementaux, mais également le bois de récupération, dont on ne sait souvent que faire et que l'on enfouit, ce qui est une aberration écologique. Une fois chauffées, ces matières produisent un gaz qui, comme dans le cas précédent, peut être injecté dans les réseaux.

Dans son étude, l'ADEME, évalue à 30 % la part de gaz produit par pyrogazéification en 2050. Pour l'heure, la pyrogazéification est encore en phase de développement, même si certains syndicats de traitement d'ordures ménagères s'y intéressent de plus en plus et envisagent de mettre en place des installations de ce type dans les années qui viennent.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. L'ADEME table sur une production de gaz renouvelable à 100 % en 2050, mais à quel pourcentage en est-on aujourd'hui ?

M. Thierry Trouvé. Aujourd'hui, les quantités de biogaz injectées dans les réseaux sont extrêmement faibles, inférieures à 1 % ; il s'agit uniquement de gaz issu de la méthanisation.

La troisième technologie dont parle l'ADEME dans son rapport, c'est le *power to gaz*, dont le développement est lié à celui des énergies électriques renouvelables et à de potentiels excédents – c'est déjà le cas dans le nord de l'Allemagne, où certaines éoliennes sont arrêtées la moitié du temps faute de débouchés, le réseau ne permettant pas d'acheminer la production vers les zones de consommation. Il est donc envisagé de transformer cette énergie électrique surabondante en gaz, via une électrolyse de l'eau, qui transforme l'eau en hydrogène et en oxygène, l'hydrogène pouvant ensuite être utilisé soit directement, soit transformé en méthane de synthèse en le combinant avec du CO₂ capté soit dans une installation de biométhane, soit à la sortie d'une cheminée d'usine : autrement dit, le procédé est neutre en carbone.

M. le président Julien Aubert. Parce qu'il utilise un CO₂ recyclé ?

M. Thierry Trouvé. Exactement. En fait, le CO₂ fatal, au lieu d'être rejeté par une cheminée d'usine sera utilisé par combinaison avec l'hydrogène pour la production de méthane qui, en brûlant, dégagera le même CO₂, mais de manière différée.

On peut également utiliser l'hydrogène en tant que tel à des fins thermiques, pour produire de l'électricité ou encore dans les transports comme substitut du méthane.

J'ajoute, dans une perspective plus prospective que certains chercheurs travaillent actuellement sur d'autres filières liées au gaz décarboné, notamment chez les gaziers norvégiens, qui ont un projet assez avancé de création d'hydrogène à partir de gaz naturel, le CO₂ étant capté et renvoyé vers des gisements souterrains.

Nous-mêmes sommes engagés, avec d'autres acteurs, dans des recherches sur un procédé consistant à casser la molécule de méthane (CH₄) avec une torche à plasma, pour obtenir, d'un côté, de l'hydrogène et, de l'autre, du carbone solide, ce qui résout le problème du stockage du CO₂, car il est beaucoup plus simple de stocker un solide qu'un gaz.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Quels sont les autres acteurs impliqués dans ces recherches ?

M. Thierry Trouvé. Gazprom y réfléchit. Pour ce qui nous concerne, nous travaillons sur une technologie développée par l'École des mines, qui va d'ailleurs être mise en service cette année aux États-Unis. Reste à savoir si elle apporte une plus-value en matière de verdissement des gaz.

M. le président Julien Aubert. Pourriez-vous rappeler les coûts de production pour chacune des trois technologies citées dans l'étude de l'ADEME, car je suppose que les coûts que vous avez donnés tout à l'heure ne concernent que la méthanisation ?

M. Thierry Trouvé. Les deux autres technologies ne sont en effet pas encore opérationnelles, c'est-à-dire qu'elles ne sont pas encore en phase d'exploitation. Cela étant, avec la pyrogazéification, le coût tourne aux alentours de 150 euros le mégawattheure, sachant que le coût du photovoltaïque solaire qui, dans certains cas, descend jusqu'à 50 euros, était à ses débuts de 700 euros le mégawattheure. En matière de gaz renouvelable, nous sommes encore au début des courbes d'apprentissage.

Les coûts du *power to gas* sont encore supérieurs – aux environs de 200 euros le mégawattheure – sachant, là encore, qu'il y a toujours cette histoire de courbe d'apprentissage ; de surcroît, nous ne sommes pas encore fixés sur ce que sera la technologie gagnante pour l'hydrogène.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Pour la méthanisation en revanche, les coûts sont les coûts d'exploitation ?

M. Thierry Trouvé. Oui, ce sont les coûts constatés à partir des installations et du prix de rachat fixé par le Gouvernement et validé par la CRE, sachant qu'en matière de méthanisation aussi, nous avons la perspective d'une baisse des coûts.

M. Édouard Sauvage. Lorsqu'on parle de 95 euros, il s'agit d'un tarif de rachat moyen, puisque, en fonction de la taille des projets et de l'origine des produits méthanisés, ce tarif varie entre un peu moins de 140 euros et un peu plus de 40 euros par mégawattheure : pour une méthanisation en décharge, il est de 40 euros ; pour ce qui concerne de grosses installations, il est au-dessus de 60 euros le mégawattheure. Le calcul du tarif de rachat est remarquablement complexe, car il dépend tout à la fois des intrants utilisés – produits de décharges, de stations d'épuration ou de l'agriculture – et de la capacité de production du méthaniseur.

S'agissant des coûts, j'attire de nouveau votre attention sur le fait que ce ne doit être qu'un facteur discriminant parmi d'autres, car l'essentiel est avant tout le modèle de développement que l'on souhaite privilégier : il est évident, par exemple, que les installations de production développées pour le recyclage de fermes à taille humaine seront plus petites et moins efficaces qu'un méthaniseur unique, adossé à une ferme gigantesque type « ferme des mille vaches » ; elles seront plus appropriées néanmoins au développement d'une agriculture durable.

M. Thierry Trouvé. Dans son étude, l'ADEME a identifié un gisement de pyrogazéification à partir de combustibles solides de récupération dont le coût serait inférieur à 50 euros. Cela rejoint d'autres études européennes, qui convergent vers la perspective d'une baisse des coûts.

M. le président. Mais pour quel volume ?

M. Thierry Trouvé. De mémoire, il s'agit de quelques dizaines de TWh, ce qui représente toujours près de 10 % de la consommation de gaz. Aujourd'hui, aucune technologie n'apporte toutes les solutions pour la transition énergétique.

Mme la rapporteure. La technologie *power to gas* permet de transformer l'électricité en hydrogène, mais cette transformation entraîne une importante déperdition, c'est bien cela ?

M. Thierry Trouvé. Il y a deux façons de procéder. Si l'on se contente de produire de l'hydrogène, le rendement est de l'ordre de 80 %. C'est assez bon dans le monde de l'énergie : le rendement est de 30 % dans les centrales nucléaires, et de 50 à 60 % pour le cycle combiné gaz.

En revanche, pour faire de la méthanation, donc produire du méthane à partir de cet hydrogène, il faut en passer par une deuxième étape dont le rendement se situe également aux environs de 80 %. La succession de ces deux étapes dégrade le rendement pour aboutir à des niveaux proches du cycle combiné gaz aujourd'hui. Ce sont des rendements acceptables, mais ils entraînent des coûts.

Mme la rapporteure. Donc quel est le rendement au final ?

M. Thierry Trouvé. Avec la méthanation, il est de 60 %. Mais la question de savoir comment utiliser l'hydrogène n'est toujours pas résolue. Beaucoup de pays y travaillent, notamment le Japon qui croit beaucoup à cette technologie. Personne ne peut prédire la façon dont les choses vont évoluer ; mais ce n'est pas une raison pour ne pas nous y intéresser et ne regarder que là où il y a de la lumière sous le lampadaire, c'est-à-dire l'électricité...

Mme la rapporteure. Pouvez-vous évaluer le coût des recours contre les projets de méthaniseurs ? Dans les campagnes, une demande existe, un certain nombre de projets se développent, mais l'acceptabilité de ces installations n'est pas garantie : elles se heurtent à une certaine frilosité des habitants, la mobilisation citoyenne n'est pas facile à gérer et elle se fonde sur beaucoup d'informations erronées. Avez-vous chiffré les surcoûts qui en découlent ?

En fait, vous avez fait état de milliards d'euros d'amélioration de la balance commerciale si l'on arrivait à produire 100 % de gaz d'origine renouvelable en 2050. Pourriez-vous être plus précis ?

M. Thierry Trouvé. L'étude du cabinet Navigant se place à l'échelle européenne. Elle fait état d'une économie de 200 milliards d'euros, mais qui ne porte pas uniquement sur la balance commerciale.

L'étude compare deux scénarios permettant de décarboner à 100 %. Dans le premier, faute de solutions pour décarboner le gaz, celui-ci est remplacé par l'électricité. Ce qui induit un certain nombre de dépenses : il faut remplacer les chauffages au gaz par du chauffage électrique, adapter les réseaux électriques et le système de production pour faire face à la pointe... Je vous ai dit que la France consommait autant d'énergie en gaz qu'en électricité, mais en hiver, la consommation est bien plus importante et il faut dimensionner le système en conséquence. Tout cela entraîne des dépenses.

L'autre scénario consiste à verdir le gaz, avec les solutions que nous venons d'évoquer. Ce qui entraîne aussi des dépenses, puisque le gaz renouvelable coûte plus cher que le gaz fossile.

Après comparaison, l'étude conclut qu'à l'échelle européenne, le scénario d'électrification intégrale coûterait 200 milliards d'euros de plus par an à l'Europe que le verdissement du gaz.

S'agissant de la balance commerciale, si l'on remplace le gaz importé de Norvège, d'Algérie, de Russie et du Qatar par du gaz vert produit localement par nos agriculteurs, ce sera bénéfique non seulement pour nos agriculteurs, mais aussi pour la balance commerciale de la France. Il s'agit d'une des externalités citées par M. Sauvage, mais elle n'est pas prise en compte dans le chiffre de 200 milliards que je citais tout à l'heure. De mémoire, nous importons entre 10 et 15 milliards d'euros de gaz naturel en France ; si nous produisons 100 % de gaz vert, c'est autant que nous pouvons espérer économiser sur la balance commerciale.

M. Édouard Sauvage. Nous sommes le lendemain du 8 avril, date importante pour les industries électriques et gazières car elle marque l'anniversaire de la loi du 8 avril 1946 qui a décidé de la nationalisation des entreprises privées de distribution d'électricité et de gaz, tout en maintenant un modèle concessif. Nous vivons encore avec ce modèle, dans lequel les autorités concédantes ont le choix de leur concessionnaire dès lors qu'elles gardent le concessionnaire qui existait en 1946. Sachant que là où il n'existait pas de desserte du gaz, nous fonctionnons aujourd'hui avec des délégations de service public classiques, avec appels d'offres et concurrence sur le choix du concessionnaire.

Le modèle de distributeur national unique est-il efficace ? Il n'est pas toujours facile d'établir des comparaisons internationales avec les entreprises locales de distribution ou d'autres distributeurs, notamment avec les Stadtwerke en Allemagne, car leur comptabilité ne sépare pas toujours nettement gaz, électricité et les autres services qu'ils peuvent rendre tels que les réseaux de chaleur. Mais toutes les études de *benchmarking* du régulateur montrent que nous sommes plus efficaces que ceux auxquels nous sommes comparés.

Lors de nos discussions avec le régulateur sur les tarifs, le consultant qui travaillait pour la CRE avait établi une courbe de régression en fonction du nombre de clients laissant apparaître que le coût unitaire des petits distributeurs était très élevé, et comme nous avons beaucoup de clients, il en déduisait que notre coût unitaire devait être très bas. Si évidemment nous sommes plus efficaces que de petits distributeurs, le modèle a des limites, on ne peut imaginer appliquer systématiquement un facteur dix. Compte tenu de la robustesse du réseau gazier et du fait que les consommations énergétiques, notamment dans le résidentiel, sont en réduction régulière grâce à l'efficacité énergétique, chaque client nouveau représente un coût marginal presque nul pour le réseau. Nous avons donc un modèle extrêmement vertueux et efficace, et nous sommes convaincus que son maintien sera une bonne solution en termes de pouvoir d'achat.

J'en profite pour rappeler que l'efficacité énergétique est la clé de la décarbonation. Remplacer les vieilles chaudières à gaz par des chaudières plus efficaces offre un gain immédiat aux consommateurs en réduisant leur consommation d'environ 30 %. Si la France avait le parc de chaudières à gaz des Pays-Bas, nous économiserions pas loin de 50 TWh, soit presque 10 % de la consommation. Nous avons calculé l'efficacité du coût de remplacement d'une ancienne chaudière gaz ou – mieux encore – d'une chaudière fioul par une chaudière à haute performance énergétique, et la tonne de CO₂ évitée revient entre 40 et 60 euros.

Nous sommes absolument convaincus que si nous pouvions mener cette analyse du coût en euros pour une tonne de CO₂ évitée pour les différentes politiques possibles, le remplacement de vieilles chaudières par des chaudières neuves apparaîtrait comme l'une des mesures les plus efficaces. À cet égard, nous nous réjouissons que le Gouvernement ait mis en place un CEE « *Coup de pouce* », l'équivalent d'une prime à la casse des vieilles chaudières, et nous sommes tout à fait convaincus que dans les zones desservies en gaz, remplacer les

chaudières à fioul par des chaudières à gaz sera la solution la plus efficace pour réduire le bilan carbone et éviter de créer une tension sur la pointe du réseau électrique.

L'acceptabilité des projets de méthanisation souffre toujours du même phénomène : on est toujours d'accord en général, mais jamais quand cela se fait à côté de chez soi... Je rappelle que les conclusions du débat public sur la programmation pluriannuelle de l'énergie plaçaient assez nettement la géothermie et le biogaz en tête parmi celles qui doivent être développées et accélérées. Les taux de réponses selon lesquelles ces filières devaient être stoppées étaient très faibles, de l'ordre de 2 à 3 %, tandis que d'autres connaissaient des taux autour de 10 %. Ces deux filières sont donc plébiscitées par nos concitoyens en général.

La filière de la méthanisation est également fortement soutenue par les régions : six régions figuraient parmi les signataires de la récente tribune publiée pour soutenir le biométhane. Cette tribune a été préparée très rapidement, faute de quoi je ne doute pas que d'autres régions auraient souhaité s'y joindre car toutes veulent développer significativement le biométhane dans leur schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET). La somme des ambitions affirmées dans ces schémas est plus importante que les annonces actuelles de la PPE.

Pour ce qui est de l'acceptation au plan local *stricto sensu*, on constate parfois des phénomènes locaux de rejet, mais relativement limités. Sur la centaine de méthaniseurs en fonctionnement, je n'ai pas connaissance d'un projet véritablement bloqué ou fortement ralenti par des recours. Si le projet est bien expliqué en amont – nous avons un partenariat avec les chambres d'agriculture pour mieux conseiller les agriculteurs à ce sujet – il est possible d'expliquer aux riverains que les odeurs seront moins gênantes qu'avant parce que les digestats produisent moins d'odeurs que les boues d'épandage. Le procédé est parfaitement contrôlé, l'obstacle visuel est très limité si le méthaniseur est bien placé – cela ne prend pas plus de places qu'une grange agricole. Je ne dis pas qu'il n'y a pas de réactions de rejet, mais elles sont aujourd'hui minimales par rapport à l'ensemble des projets. Là aussi, la course à la réduction des coûts ne doit pas se traduire par une baisse de la qualité des projets. Il me semble donc très important que, dans les réflexions à venir sur les tarifs de rachat, nous prenions soin d'intégrer des bonus en cas de financement participatif ou pour les projets particulièrement bien intégrés dans leur paysage et s'insérant dans une agriculture durable et soutenable.

M. le président. Merci de ces présentations. Vous nous dites que si nous passions à 100 % de gaz renouvelable, le coût pèserait essentiellement sur la production et pas sur le réseau, qui ne représente que 3 % des coûts. Ces 3 % correspondent-ils au coût du raccordement ?

M. Édouard Sauvage. Raccordement, extension de réseau et compresseur rebours vers le réseau de transport, donc la totalité de ce qu'il faut dépenser pour passer d'un réseau de points d'entrée limités sur le territoire à une multiplicité de producteurs décentralisés.

M. le président. On pourrait objecter à votre argument sur les 200 milliards d'euros par an d'économie en Europe que des stratégies bonnes à l'échelle européennes s'avèrent parfois mauvaises marginalement. Par exemple, il est possible que l'impact CO₂ soit fort dans un pays qui n'a pas de nucléaire, mais nul dans un pays qui compte un important parc nucléaire.

Cette analyse à l'échelle européenne s'adapte-t-elle au système français ? La France est-elle représentative de ce qui se passe au niveau européen ?

M. Thierry Trouvé. Vous avez raison de mentionner que la France a un parc de production d'électricité différent de beaucoup d'autres, du fait de son énergie nucléaire qui est décarbonée. On peut imaginer que les conclusions que j'ai citées soient un peu moins favorables pour la France que pour d'autres pays qui utilisent beaucoup le charbon.

Cela étant, il serait très imprudent de mettre tous ses œufs dans le même panier, et donc de tout miser sur l'électrique, nucléaire ou autre. Il faut bien mesurer la fragilité qui en résulte, notamment la problématique de la pointe. J'ai mentionné la pointe de la consommation de gaz, mais nous pourrions aussi parler de la pointe de la consommation de fioul, dont nous cherchons à nous débarrasser. La gestion de la pointe pour un gestionnaire de réseau électrique est un véritable casse-tête : or la pointe est aujourd'hui extrêmement élevée en France car nous avons fait le choix il y a quelques années de donner une large place au chauffage électrique, qui représente la moitié de la pointe en Europe.

M. le président. Sachant que le *black-out* gazier n'existe pas. Les conséquences d'une mauvaise gestion de la pointe ne sont pas les mêmes.

M. Thierry Trouvé. Ce ne sont pas les mêmes, mais notre métier de gestionnaire de réseaux est de veiller à tout instant, comme le font nos collègues électriciens, à l'équilibre entre l'offre et la demande. Mais les constantes de temps sur un réseau de gaz sont beaucoup plus lentes que sur un réseau d'électricité ; et surtout, nous avons des stocks sous les pieds, ce qui nous permet d'envisager les choses avec plus de sérénité que nos collègues électriciens. Malgré tout, il nous faut toujours équilibrer l'offre et la demande, mais si la production est locale, c'est plus facile à faire.

Ensuite, je ne suis pas spécialiste de l'électricité, mais nous devons mesurer les investissements qui seront nécessaires pour le grand carénage des centrales nucléaires et les nouvelles centrales. Si nous nous plaçons dans l'hypothèse d'un système électrique qui remplace toutes les autres énergies, il faudrait construire beaucoup de centrales nucléaires ou d'énergies renouvelables, et tout cela a un coût qu'il sera compliqué de payer.

M. le président. J'ai l'impression que ce n'est pas le scénario retenu : la PPE retient une part pour le gaz. La tendance n'est-elle pas de couvrir les nouveaux besoins avec des énergies intermittentes et de modifier le système électrique pour intégrer plus d'énergie électrique intermittente, en maintenant la proportion du gaz dans le bouquet énergétique, ou en augmentant légèrement sa part ?

S'il faut comparer deux options comme le fait l'étude à l'échelle européenne, ne faudrait-il pas plutôt chercher quel serait le coût pour couvrir les nouveaux besoins avec du gaz, ou avec de l'électricité nucléaire, ou de l'électricité intermittente ? N'est-ce pas plutôt cette étude qu'il faudrait faire, et à l'échelle de la France, plutôt qu'une étude européenne sur l'hypothèse d'une électrification à 100 % ?

M. Thierry Trouvé. Ma présentation était forcément simplificatrice, le scénario ne parlait pas d'électrifier à 100 %, mais d'installer l'électricité partout où c'est vraiment possible, et de ne continuer à utiliser le gaz que lorsque l'électricité n'a pas de sens, ou est techniquement impossible, notamment dans l'industrie lourde ou les transports lourds pour

lesquels nous ne savons pas utiliser l'électricité. Le scénario n'est pas 0 % de gaz et 100 % d'électricité, mais la plus grande proportion d'électricité possible.

M. le président. Entre 2008 et 2018, la facture d'électricité en France a bondi de 48 %. La facture de gaz a augmenté de 45 % pour le tarif B0, et de 28 % pour le tarif B1.

L'augmentation de la facture d'électricité des années passées est essentiellement due au financement des énergies vertes électriques. Vous nous avez expliqué que dans le même temps, nous n'avions pas autant investi dans le gaz. Dès lors, comment expliquer que la facture de gaz ait augmenté dans les mêmes proportions que celle d'électricité ?

M. Thierry Trouvé. Le prix du gaz, aujourd'hui, dépend essentiellement du prix de la molécule tel qu'il est fixé par les marchés internationaux. Ce prix fluctue, parfois à la hausse, parfois à la baisse ; il a augmenté ces dernières années avant de connaître une baisse de 2 à 3 % au 1^{er} avril. Les deux années précédentes, le prix avait beaucoup baissé. Plus le gaz sera produit localement, plus son prix sera stable, car il ne dépendra plus des prix de marché et de la volonté de tel ou tel grand producteur de gaz russe, norvégien ou algérien.

Les plans du Gouvernement prévoient d'augmenter le prix du gaz de manière significative pour payer les énergies renouvelables électriques. Nous ne sommes pas opposés à ce que le gaz supporte une taxe carbone – si les gilets jaunes y consentent –, mais dans ce cas, consacrons cet argent à décarboner une énergie qui a besoin de l'être, plutôt qu'à une énergie déjà décarbonée.

M. le président. Je vous ai bien compris, mais avant de nous projeter dans l'avenir, nous essayons de comprendre le passé.

On a beaucoup parlé d'électricité dans ce pays ; les énergies fossiles ont été laissées de côté à l'heure de penser la transition énergétique. La facture d'électricité a massivement augmenté, notamment par le jeu de la CSPE, car c'était la manière de financer ladite transition énergétique.

Mais dans le même temps, la facture de gaz aussi a augmenté, alors qu'elle n'était pas encore affectée par la TICGN. Et il n'est pas question de volatilité du prix du gaz, mais de la tendance moyenne. Et la tendance moyenne est de + 28 % et + 45 %, indépendamment de la volatilité du prix du gaz, par ailleurs bien moindre que celle de l'électricité qui oscille entre des prix négatifs et 250 euros du MWh dans la même année.

M. Édouard Sauvage. Pour juger de l'évolution du prix de la facture, il vaut mieux juger le tarif B1, qui correspond à un usage du gaz pour le chauffage. Le B0 s'applique aux tout petits consommateurs, qui historiquement payaient peu au regard de leur coût sur le système. Pour simplifier, le régulateur a souhaité faire évoluer la facture pour que la partie abonnement prenne de l'importance par rapport à la partie résidentielle. Cela vaut autant pour les distributeurs que pour les fournisseurs. Le coût de gestion d'un client est à peu près le même quelle que soit sa consommation, et les tarifs ont convergé. Nous vous enverrons des éléments plus précis pour documenter ces aspects.

La hausse des taxes, et l'instauration d'une TICGN à un niveau beaucoup plus élevé pèsent aussi dans cette hausse des prix. Nous vous enverrons des éléments complémentaires après cette audition.

De plus, même si la hausse est globalement plus contenue que celle du TURPE, les tarifs des réseaux de transport et de distribution ont également augmenté. M. Trouvé rappelait les investissements très importants demandés aux gestionnaires de réseaux de transports pour passer à une zone de tarif unique, qui se répercutent dans la facture.

S'agissant de la volatilité du prix, le gaz a été extrêmement stable sur les marchés internationaux et sur le marché de gros en France ces derniers temps, ce qui n'a pas toujours été le cas. De même, nous avons connu des prix du pétrole beaucoup plus élevés, et ils sont en ce moment dans une phase de stabilité. Nous ne pouvons pas affirmer avec certitude que ce prix sera stable pour les vingt prochaines années, même si un certain nombre d'éléments sur les réserves prouvées et l'amélioration de la compétitivité du développement de certaines réserves nous incite à le penser. Nous ne sommes jamais à l'abri d'aléas géopolitiques.

M. le président. La TICGN a augmenté sur dix ans, était-ce dans l'objectif de lutter contre les émissions de CO₂, ou un pur effet fiscal ? Pouvez-vous nous expliquer la transformation en cours ?

M. Thierry Trouvé. Le changement en cours porte plutôt sur le nom... Quant à l'objet de cette mesure, il faut plutôt poser la question aux gouvernements successifs.

Aujourd'hui, la TICGN représente 8 euros du MWh. Le prix sur le marché de gros est d'environ 20 euros du MWh. Le rapport n'est pas négligeable.

M. Édouard Sauvage. J'ajoute que sur les six dernières années, le prix du gaz est resté stable.

M. le président. Si je résume, l'utilisateur paie des montants de plus en plus importants sur ses factures d'électricité et de gaz, du fait d'un système fiscal qui s'est alourdi et qui a été à un moment donné habillé de la volonté de financer la transition énergétique.

Néanmoins, d'après vous, du point de vue des dépenses, une transition énergétique utilisant la décarbonation du gaz coûterait moins cher en termes de raccordement, de transformation du réseau, de production, que ce qui est fait actuellement.

On aurait pu imaginer que les taxes sur l'électricité soient progressivement réduites car cette énergie est décarbonée, et que l'on augmente celles sur le gaz, qui ne l'est pas ; mais ce n'est pas la solution qui a été retenue. On a le choix entre deux transitions énergétiques, on n'a pas fait de choix à la base permettant d'orienter les usages, ni arrêté exactement l'effet recherché. Pour vous, la transition électrique ne décarbone pas, tandis que la transition par le gaz décarbone.

M. Édouard Sauvage. Ajoutons que raisonner indépendamment des usages ne peut pas amener aux bons choix économiques. Je ne vous ferais pas la même réponse sur l'utilisation des différentes sources d'énergie renouvelable dans le Golfe Persique ou en France : les besoins ne sont pas les mêmes et les ressources offertes par le vent, l'ensoleillement ou la biomasse sont également différentes.

De la même manière, pour décarboner la chaleur, utiliser de la biomasse, du réseau de chaleur ou du gaz renouvelable est beaucoup plus économique que de passer par un vecteur électrique, qui n'est pas fait pour cela.

Je mentionnais les prix des marchés de gros, qui ont varié entre un prix négatif et plus de 150 euros en six mois. Aujourd'hui, le prix des marchés de gros en hiver est significativement plus élevé qu'en été, entre 15 et 20 euros du MWh, ce qui est tout à fait normal. Or ce n'est pas répercuté dans le tarif réglementé électrique : le client final paie le KWh au même prix à n'importe quelle heure du jour ou de la nuit, tous les jours de l'année. Le signal envoyé au consommateur est très mauvais. Vous estimez qu'il est important d'envoyer de bons signaux au consommateur pour permettre la décarbonation, et je vous rejoins ; encore faut-il trouver le moyen de prendre en compte le fait que le prix de l'électricité sur les marchés de gros n'est pas du tout la même en fonction de l'heure de la journée et du jour de l'année. Et cela va s'aggraver avec le développement des énergies renouvelables solaires ou éoliennes, qui vont encore augmenter cette volatilité.

Voilà qui ramène au débat sur les moyens d'améliorer l'efficacité énergétique par l'effacement de la demande. Il n'y a aucune incitation à décaler sa consommation si elle est payée au même prix à toute heure du jour et de la nuit, toute l'année. Aujourd'hui, les outils vers le client final n'existent pas pour les réseaux électriques. *De facto*, ils n'existent pas non plus pour le gaz, mais le problème ne se pose pas, dans la mesure où il n'y a pas de variation du prix du gaz dans la journée, et la variation entre l'hiver et l'été est limitée, le coût du stockage étant réduit à quelques euros.

M. Thierry Trouvé. Je suis tout à fait d'accord avec votre synthèse, monsieur le président. Au départ, la CSPE était prévue pour que le consommateur électrique paie pour la production d'électricité renouvelable. Mais comme cette solution ne suffisait plus car la production d'électricité renouvelable coûtait très cher, les gouvernements successifs ont mis en place un système permettant de faire payer le consommateur de gaz pour la production d'électricité renouvelable.

Si nous nous plaçons du côté de la consommation, j'ai cru comprendre que vous vous estimiez que l'électricité étant déjà décarbonée, il serait préférable qu'elle soit faiblement taxée et que l'on taxe fortement les énergies carbonées.

M. le président. Vous avez bien interprété...

M. Thierry Trouvé. Je ne comprends déjà pas que le gaz fossile paie pour décarboner l'électricité, vous imaginez d'alourdir sa fiscalité et d'alléger celle de l'électricité ! Cette solution rétroagirait sur la production. En répondant au signal économique, les consommateurs vont se tourner vers l'électricité et se détourner du gaz. Et de nouveau, nous serons confrontés à la problématique monstrueuse de la gestion de la pointe. Cela aurait pour effet d'augmenter de manière très significative le prix du système électrique. Cette solution coûte plus cher.

M. Édouard Sauvage. Monsieur le président, votre raisonnement ferait sens économiquement si des signaux adaptés étaient adressés aux consommateurs en matière de prix. Or, aujourd'hui, le prix du CO₂ n'est pas le même selon que vous l'appliquez à une centrale à charbon qui produit de l'électricité ou au consommateur final qui brûle du gaz dans sa chaudière. Le premier est sur le marché *Emission Trading Scheme* (ETS), où le prix du CO₂ est de l'ordre d'une dizaine d'euros, alors que la taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN) atteint, déjà les 40 euros... Pour que votre raisonnement soit valable, il faudrait imposer le même prix du CO₂ au sein de toutes les filières : ainsi, en taxant de plus en plus le CO₂, ses producteurs comme ses utilisateurs prendraient progressivement les bonnes décisions, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui.

Ensuite, votre raisonnement ne peut fonctionner que si on adresse aux consommateurs utilisant de l'électricité pour se chauffer en hiver des signaux les informant clairement sur la réalité du signal prix et du signal carbone. Or ce n'est pas le cas : les tarifs réglementés prévoyant un prix unique, appliqué toute l'année – n'allez pas croire que je sois en train d'en souhaiter la suppression –, celui qui se chauffe électriquement n'est pas suffisamment conscient de ce que cela implique en matière de prix et d'empreinte carbone. Son choix individuel est pertinent sur le plan économique, puisqu'on ne lui fait pas payer personnellement l'incidence de son choix en matière d'empreinte carbone : le coût correspondant est payé par l'ensemble des utilisateurs par l'application d'un tarif totalement péréqué, géographiquement et fiscalement, par le biais d'une répartition sur tous les clients de l'électricité.

M. le président Julien Aubert. Je comprends bien votre argument, que j'achète, mais cela me conduit à vous reposer la même question sous une autre forme.

Mettons-nous un instant à la place de l'utilisateur, qui paye déjà une grosse facture d'électricité et une grosse facture de gaz : on peut difficilement envisager de lui expliquer qu'après avoir investi 100 milliards d'euros sur les ENR, on va développer le gaz afin de réduire l'impact carbone ! Comment voulez-vous lui faire accepter une nouvelle augmentation des taxes pour financer le soutien à la filière gaz ?

Certes, le recours au gaz produit en France viendrait se substituer à des importations d'énergies fossiles, ce qui engendrerait quelques gains en matière de balance commerciale, mais cela ne réglerait pas complètement le problème.

Dès lors qu'on s'en remet à votre argument, selon lequel la transition par le gaz est meilleure en termes d'émissions de CO₂ que la transition par l'électricité, quelles solutions envisagez-vous pour réorienter la transition ? En d'autres termes, en admettant que le Gouvernement soit d'accord avec vous, ce qui ne semble pas vraiment être le cas au vu de la PPE, où le gaz est un peu le parent pauvre des énergies – pour reprendre les termes employés par la Cour des comptes, les moyens déployés ne semblent pas à la hauteur de vos ambitions et des gisements de productivité sur lesquels vous comptiez –, comment le changement que vous appelez de vos vœux peut-il s'opérer sans que l'utilisateur se retrouve taxé deux, voire trois fois ?

M. Thierry Trouvé. Derrière la question que vous posez, j'en entrevois une autre : l'utilisateur le citoyen, le contribuable, sont-ils prêts à payer pour la transition énergétique, c'est-à-dire pour décarboner l'énergie à l'horizon 2050 ? Or, cette question ne me paraît pas complètement réglée, même à l'issue du grand débat, puisque si les gens se disent favorables à la transition énergétique, ils refusent catégoriquement que cela se traduise par une augmentation des taxes. Chacun doit prendre conscience du fait que décarboner l'énergie – qu'il s'agisse du gaz, de l'électricité, du pétrole ou du charbon –, cela coûte de l'argent...

Dès lors, soit on le fait, et il faut alors qu'on détermine le moyen de répartir le coût qui en résulte, soit on ne le fait pas. En défendant le gaz vert, on se place dans l'hypothèse où on veut le faire à l'horizon 2050 ; pour cela, on estime qu'il faut essayer d'emprunter la voie la moins coûteuse pour la collectivité – la répartition du coût global constituant alors une deuxième question.

Si vous optez pour une transition énergétique en installant des panneaux solaires dans les campagnes – une solution qui ne me paraît être celle que vous envisagez –, vous allez

devoir acheter des panneaux photovoltaïques aux Chinois, ce qui va aggraver le déficit de la balance commerciale sans créer d'activité locale.

Mme Marie-Noëlle Battistel. Les panneaux, nous pouvons aussi les produire nous-mêmes...

M. Thierry Trouvé. À l'inverse, si vous optez pour le biométhane, vous créez de l'emploi dans les campagnes, vous sauvez des exploitations agricoles et vous réglez des problèmes de déchets. Tout cela a une valeur, contrairement à ce que semblent penser les fonctionnaires de Bercy, qui ne regardent que le prix du mégawattheure : si la première solution est à 50 euros et la seconde à 60 euros, ils vont se précipiter sur la première. Sans oublier les autres aspects du problème, notamment au fait que le biométhane se stocke beaucoup plus facilement que l'énergie tirée de l'énergie solaire.

Au-delà même de mes fonctions, en tant que simple citoyen, je ne peux m'empêcher de penser que les politiques énergétiques qui procurent des bénéfices dans d'autres domaines porteurs de vrais enjeux, tels que l'aménagement du territoire, sont forcément plus intéressantes...

M. le président Julien Aubert. Vous admettez que tout le monde ne partage pas votre diagnostic. Ainsi le président de la CRE nous a déclaré que, si les opérateurs d'énergie réalisaient des investissements dans le cadre de la transition énergétique, ce n'était pas dans l'objectif principal de décarboner : dès lors, tout votre raisonnement s'écroule !

En admettant même qu'on achète votre raisonnement – en partant du principe selon lequel le biométhane présente des avantages spécifiques, notamment la création d'emplois en milieu rural –, vous ne nous dites pas comment vous procédez au basculement : certes, si on ne peut pas augmenter, on peut réallouer, mais encore faut-il savoir comment !

M. Vincent Thiébaud. Je commencerai par rappeler que l'environnement, ce n'est pas que les gaz à effet de serre...

M. le président Julien Aubert. Vous avez tout à fait raison de le souligner – la présence de CO₂ est d'ailleurs nécessaire dans l'environnement, puisque c'est lui qui permet la photosynthèse...

M. Vincent Thiébaud. Vous avez bien retenu vos cours de sciences de la vie et de la terre, monsieur le président !

Je suis un peu gêné depuis le début de cette audition de constater que nos interlocuteurs semblent se cantonner à une logique d'opposition entre l'électricité et le gaz. Alors qu'en 2014, l'ADEME, GRDF, et GRTgaz avaient fait paraître une étude portant sur le *power to gas*, concluant à la nécessité de travailler en collaboration avec le secteur de l'électricité – ce qui me paraissait une bonne idée –, il semble que vous soyez passés à une logique d'opposition frontale entre les deux énergies.

J'entends bien ce que vous dites sur le coût de la taxe carbone et sur le fait que sa répartition ne se fasse pas de façon optimale mais, dès lors qu'on admet la nécessité de retenir un *mix* énergétique, il me semble que la question du coût n'est pas la seule à prendre en considération : les choix à faire doivent tenir compte de différents facteurs et d'un équilibre global à maintenir, ce qui implique que les différents acteurs sachent travailler ensemble.

Par ailleurs, on sait que le gaz présente des risques particuliers en termes de sécurité, notamment dans les villes – chacun se souvient de l'accident dramatique survenu à Paris il y a quelques mois.

Enfin, la loi de décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement a fixé de nouveaux objectifs en matière de stockage du gaz naturel, puisque nous sommes passés de 90 TWh en 2017 à 138 TWh en 2018. Cet objectif a-t-il été atteint, et comprend-il le stockage du gaz issu de la méthanisation ? Sur le plan technique, comment le gaz produit à la campagne est-il acheminé vers les sites de stockage ? Le réseau permettant cet acheminement est-il déjà en place, ou faut-il prévoir des investissements destinés à permettre son installation ?

M. Thierry Trouvé. Pour ce qui est de l'opposition entre le gaz et l'électricité, Édouard Sauvage et moi-même sommes convaincus que la transition énergétique passe par une approche système, une vision holistique et une bonne complémentarité entre le gaz et l'électricité. J'en veux pour preuve que, pour ce qui est des activités de transport, on n'a jamais aussi bien travaillé avec RTE que depuis ces dernières années. François Brottes n'est plus là pour le confirmer, mais je peux vous dire que nous avons énormément renforcé nos coopérations. Nous avons ainsi un projet de construction de *power to gas* à Fos-sur-Mer associant plusieurs acteurs, notamment RTE, qui nous a rejoints depuis plus de deux ans. J'ai visité le chantier en compagnie de François Brottes il y a quelques mois, et ce projet l'intéresse beaucoup. Philippe Madiec, ici présent, travaille en étroite collaboration sur les questions de réseaux avec les équipes de RTE. Nous sommes persuadés qu'il est possible de réaliser des économies en associant nos efforts pour atteindre les optimums plutôt qu'en travaillant chacun de son côté. Nous appliquons le même principe au niveau européen puisque, sous l'impulsion de la Commission européenne, les associations européennes de transporteurs de gaz et d'électricité élaborent de plus en plus souvent des scénarios communs afin de déterminer des optimums.

Un autre exemple de notre complémentarité est la mise au point de chaudières hybrides associant gaz et électricité : c'est grâce à des solutions de ce type que nous réussissons une transition énergétique coûtant le moins cher possible.

Il est possible que certains acteurs de la production d'électricité confrontés à des problématiques de gestion de parc développent pour cette raison des idées différentes, mais c'est une exception : sur le principe, les principaux acteurs du gaz et de l'électricité sont totalement en phase, même s'il reste beaucoup de travail à accomplir.

Le stockage est une question importante, à laquelle je répondrai sous deux angles différents.

Premièrement, la loi que vous avez votée en 2017 ainsi que ses textes d'application ont permis de résoudre un problème préoccupant du point de vue du gestionnaire de réseau de transport que nous sommes. Durant l'été et l'hiver derniers, les stockages ont été très bien remplis, et les opérateurs de stockage viennent de procéder à la deuxième campagne de vente en vue de l'hiver prochain – le remplissage a d'ailleurs déjà commencé –, qui leur a permis de vendre aux enchères la totalité de leurs capacités : de ce point de vue, la réforme produit donc ses effets. Comme l'a souhaité le législateur, un complément est ensuite reversé par les opérateurs de transport aux opérateurs de stockage, ce qui leur permet de boucler leur budget. Grâce à la mise en place de ce système, nous n'avons plus autant d'inquiétudes que par le

passé, car nous démarrons la campagne d'hiver en ayant déjà sous nos pieds le gaz que nous allons devoir fournir.

Deuxièmement, le stockage du biométhane est techniquement possible. Les opérateurs de stockage ont procédé à des études montrant qu'ils sont capables d'accueillir du biométhane dans leur système de stockage. Aujourd'hui, ce n'est pas encore le cas de manière très concrète en raison du fait que peu d'installations de biométhane sont déjà raccordées au réseau permettant le stockage de la production. Si le biométhane est donc le plus souvent directement injecté dans le réseau de distribution, il arrive qu'en été, la consommation de gaz soit plus faible sur un petit réseau de distribution, ce qui peut aboutir à la constitution d'excédents. Transporteurs et distributeurs ont donc conçu ensemble des systèmes dits de rebours qui permettent de renvoyer l'énergie du réseau de transport à basse pression vers le réseau de distribution, où la pression est plus forte, grâce à de petits compresseurs – le coût correspondant est déjà intégré dans les chiffres que nous vous avons donnés tout à l'heure. Nous sommes actuellement en train de construire les deux premiers rebours dans l'ouest de la France, et prévoyons d'en mettre en place beaucoup d'autres, en collaboration avec les distributeurs. Ainsi, nous dessinons progressivement les réseaux qui vont permettre de collecter la production de méthane et de l'acheminer vers les sites de stockage.

J'insiste sur la nécessité de prendre dès aujourd'hui les bonnes décisions. Si le signal politique émis, c'est qu'on n'a pas besoin du biométhane et que cette énergie n'est pas une solution d'avenir, on risque de voir les infrastructures de stockage, qui sont une chance pour la transition énergétique, fermer les unes après les autres, et ce seront autant d'investissements perdus pour la collectivité. En outre, le fait d'être en mesure de stocker un tiers de la production représente une capacité décisive, sur laquelle le réseau électrique a d'ailleurs intérêt à s'adosser, notamment sous la forme de systèmes hybrides au stade de l'utilisation finale, car de telles solutions permettent de lisser l'effet de pointe que j'évoquais tout à l'heure.

M. Vincent Thiébaud. On compte de nombreux projets de biométhanisation en Alsace et, en tant que député du Bas-Rhin, je m'interroge sur le maillage de ces projets, au financement desquels l'ADEME participe largement – je crois que le Grand-Est représente actuellement 75 % des projets de biométhanisation en France. Est-il cohérent d'avoir des installations distantes les unes des autres de dix à quinze kilomètres, et ne faudrait-il pas prévoir des projets moins nombreux, mais plus importants ?

M. Édouard Sauvage. C'est ce que nous essayons de faire, notamment dans le Bas-Rhin, où Réseaux gaz naturel de Strasbourg (R-GDS) s'efforce de développer le biométhane. Cela renvoie un peu à la question que j'ai évoquée précédemment de l'optimum à trouver entre la proximité du réseau et la taille du projet, qui est aussi celle de l'équilibre à trouver pour concilier acceptabilité et efficacité.

Nous effectuons sur ce point un travail au plus près du terrain, et les équipes GRDF s'efforcent d'accompagner au mieux les porteurs de projets et de les faire bénéficier de la meilleure connaissance possible de la réalité. Tout cela a évidemment vocation à être complété par la transcription réglementaire du droit à l'injection, dont le principe a été voté par le Parlement il y a six mois, et qui va nous obliger à prouver au régulateur que chaque projet constitue bien l'aboutissement de la recherche d'un optimum économique en termes de desserte, ce qui passe par un dialogue avec les porteurs de projets et peut impliquer que deux projets se rapprochent afin de mutualiser leurs moyens, notamment pour ce qui est des réseaux – quand on peut tirer un seul tuyau au lieu de deux, c'est mieux pour tout le monde !

Cette idée de la recherche d'un optimum économique global me permet de faire la transition avec la question posée par M. le président sur la mise en œuvre concrète du basculement. L'une des difficultés de ce sujet, c'est de déterminer ce que l'on cherche à obtenir avant tout : s'agit-il de procurer un bénéfice à l'État et au contribuable, ou à l'économie en général ? S'il semble assez évident que l'efficacité énergétique profite en priorité au client, qui va consommer moins et récupérer ainsi du pouvoir d'achat – préoccupation majeure en ce moment –, cela va également permettre d'importer moins d'énergie, ce qui est bon pour le solde commercial. Cela dit, une baisse de la consommation de gaz va également se traduire par une perte de recettes fiscales...

Certains arbitrages ont été rendus en faveur des énergies renouvelables électriques en suivant une vision uniquement budgétaire – ces énergies ne coûtent pas beaucoup plus cher que l'électricité produite par d'autres sources – alors que, pour le gaz, on n'a pas pu appliquer le même raisonnement, l'écart à combler par le contribuable étant beaucoup plus important entre, d'une part, un gaz importé coûtant deux fois et demie à trois fois moins cher que l'électricité et, d'autre part, un gaz provenant de sources renouvelables. Le débat est en fait pollué par cette question : faut-il raisonner en termes budgétaires ou en termes macroéconomiques ? Nous estimons pour notre part que la bonne approche consisterait à raisonner en termes macroéconomiques pour, au bout du compte, se demander quel est le coût global en euros par tonne de CO₂ évitée, que le résultat soit obtenu au moyen d'un investissement purement privé ou complété par des investissements publics.

Pour vous donner un ordre de grandeur, la PPE prévoit 8 milliards d'euros sur le biométhane et beaucoup plus – bien plus que ne le justifierait le poids du passé, car même les engagements futurs sont très élevés – sur l'électricité. J'ai été frappé par l'écart de 30 milliards d'euros entre les deux scénarios de prix, alors que personne ne peut garantir de manière certaine quels seront les prix de marché de l'électricité dans les années qui viennent ; même si la PPE a essayé de quantifier un prix de marché du solaire et de l'éolien, il subsiste une énorme marge d'erreur en la matière, qui devrait inciter à privilégier une approche macroéconomique globale.

M. le président Julien Aubert. Si vous disposez de scénarios intégrant le coût de la tonne de CO₂ évitée, qui permettraient de comparer toutes les hypothèses en tenant compte de l'intégralité des coûts, je vous invite à les communiquer à notre commission d'enquête, qui en prendra connaissance avec un grand intérêt...

Mme Laure de La Raudière. Il faut vraiment tenir compte de tous les coûts, y compris de celui du démantèlement des panneaux solaires et des éoliennes, qui n'est pas neutre !

M. le président Julien Aubert. Il est effectivement très difficile d'obtenir des informations précises sur ce point, alors qu'elles nous seraient très utiles.

M. Édouard Sauvage. Chaque acteur a beaucoup de mal à obtenir ces renseignements lorsqu'il agit isolément, du fait de l'interpénétration des différents systèmes : ainsi, il est très difficile de déterminer ce qu'un kilowattheure économisé en électricité peut rapporter en CO₂, cette valeur évoluant d'ailleurs constamment. C'est pourquoi nous appelons de nos vœux un débat animé par le régulateur, les ministères et l'ADEME – cette dernière étant la plus avancée pour ce qui est des calculs en cycle de vie – où l'on pourrait tenter de faire converger les arguments des uns et des autres, afin de tenter de déterminer une fourchette raisonnable qui pourrait éclairer le politique sur les coûts, donc l'aider dans ses choix en matière

énergétique. J'insiste sur le fait qu'à côté du coût budgétaire pour l'État et les collectivités locales, il y a aussi un coût macroéconomique pour la collectivité, qui n'est pas forcément le même.

Mme Laure de La Raudière. C'était précisément la question que je voulais poser... Nous avons auditionné des économistes qui nous ont vanté les énergies renouvelables électriques. Si vous en connaissez d'autres qui travaillent sur la même thématique, je vous invite à nous communiquer leurs noms, afin que nous puissions également les entendre.

M. Vincent Thiébaud. Pouvez-vous nous préciser ce qu'apporte aujourd'hui la biométhanisation aux collectivités territoriales ?

M. Édouard Sauvage. Je dirai que si les installations agricoles ne sont pas une source extraordinaire de recettes fiscales pour les collectivités, ces dernières les soutiennent tout de même...

Mme Laure de La Raudière. D'ailleurs, il y a tout de même l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER)...

M. le président Julien Aubert. Si on devait réorienter la politique actuelle, quel serait d'après vous le niveau d'investissement public ou de soutien public adéquat pour verdir la production de gaz français ? Vous nous avez indiqué dépenser des sommes assez élevées, mais peut-être cela ne suffit-il pas...

M. Thierry Trouvé. Comme l'a dit tout à l'heure Édouard Sauvage, à l'horizon 2028, la PPE prévoit un soutien aux énergies renouvelables s'élevant à environ 8 milliards d'euros. Sur cette somme, il est prévu de consacrer 700 millions d'euros au gaz ; tout le reste va à l'électricité, déjà décarbonée. En conservant la même échéance, il nous semble qu'il ne serait pas anormal de multiplier par deux ou trois l'effort consacré au gaz – ce serait d'autant moins indécent qu'il y a plus à gagner en décarbonant le gaz, puisque ce n'est plus à faire pour l'électricité.

M. le président Julien Aubert. Dans la mesure où on substitue du gaz produit en France à du gaz importé, il y a sans doute une part du coût public qui se trouve minorée, du fait de la moindre importation de gaz fossile. Si vous devez justifier ce rééquilibrage, il serait donc intéressant que vous puissiez le faire au moyen d'une analyse économique annexe qui permettrait de déterminer ce qui relève réellement du soutien public et ce qui, d'un point de vue macroéconomique, va pouvoir être récupéré par la baisse des importations.

M. Édouard Sauvage. Sur ce point, le cabinet E-CUBE Strategy Consultant a réalisé une étude que nous pourrions vous communiquer, d'où il ressort que, lorsqu'on produit du biométhane, le plus important c'est que la valeur ajoutée est 100 % européenne et très massivement française – seuls certains éléments, notamment les filtres, provenant de pays voisins. En tout état de cause, il n'y a aucune importation d'origine extracommunautaire et la quasi-totalité de la valeur ajoutée revient aux territoires. Je ne connais d'ailleurs aucun cas d'agriculteur qui, après avoir reçu des aides pour l'installation d'un méthaniseur, se serait empressé de vendre son entreprise et de s'exiler dans un paradis fiscal...

L'argent investi dans les territoires ruraux ne l'est donc jamais à fonds perdus – pour peu que l'on s'assure que les aides vont bien à des exploitations conçues sur le modèle du développement durable et sont destinées à soutenir des exploitations veillant à préserver la

valeur des sols. Nous travaillons sur ces sujets avec l'INRA et le WWF, afin de nous assurer que les sommes investies ont bien vocation à s'intégrer dans un cycle du carbone et de l'azote respectueux des sols.

D'un point de vue macroéconomique, le retour est globalement positif si on tient compte des émissions de carbone évitées et de l'amélioration de la balance commerciale. Quant à la contrainte budgétaire, dont on ne peut faire abstraction, elle doit s'apprécier en prenant en considération l'effet de levier produit par l'action de l'État sur la richesse créée. Par exemple, si le remplacement d'une chaudière est probablement l'une des mesures les plus efficaces en termes de bilan carbone, à très court terme, une telle opération va *de facto* se traduire par une baisse des recettes fiscales – exception faite de la TVA perçue lors de l'achat. L'équation macroéconomique et l'équation budgétaire ne sont donc pas forcément équivalentes, à moins d'avoir une vision keynésienne des choses selon laquelle la valeur ajoutée finira bien par être récupérée, puisqu'elle va à des acteurs implantés sur le territoire... C'est bien ce qui ressort de l'étude réalisée par E-CUBE, étant précisé que dans d'autres filières, la valeur ajoutée n'est jamais 100 % locale, comme elle peut l'être dans le cas de la méthanisation.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Si je comprends bien, vous ne prônez pas du tout une vision mono-énergie, mais préconisez de recourir à la bonne énergie, au bon moment, au bon endroit et au bon prix. Je parle de la bonne énergie parce que, selon les usages et les besoins, telle ou telle source d'énergie produira de meilleurs résultats. Ainsi, en Espagne, on observe un pic de consommation en été en raison de la nécessité de lutter contre la chaleur – il n'est pas exclu que ce soit le cas un jour chez nous : c'est donc à ce moment qu'il est le plus intéressant de faire appel au solaire. En France, le pic se situe plutôt en hiver, où nous dépendons du parc de chauffage électrique.

Pour ce qui est de la notion de bon endroit, on ne peut pas considérer que le marché est complètement uniforme : il me semble que, même si le réseau européen fonctionne bien, nous restons dans une logique de circuit court de l'énergie – vous pourrez éventuellement nous le confirmer.

Enfin, en ce qui concerne le bon prix au bon moment, on se souvient de l'offre Tempo d'EDF, qui prévoyait des prix différents en fonction des différents moments de l'année, auxquels correspondaient des besoins plus ou moins importants. Beaucoup trop complexe, ce dispositif n'a finalement jamais vraiment pris auprès des consommateurs. Selon vous, serait-il opportun de réfléchir à un système similaire, mais mieux conçu, afin de tenter de gagner en efficacité sur l'adaptation du prix au moment où il est appliqué ?

M. Édouard Sauvage. Je regrette que nous n'ayons pas eu l'occasion d'aborder davantage l'aspect sociétal des choses au cours de cette audition, car c'est un aspect qui joue souvent un rôle clé pour la mise en œuvre réussie d'un dispositif. Tout le monde s'accorde à reconnaître que la voie la plus soutenable est celle de l'efficacité et de la frugalité énergétiques. Or, selon l'ADEME, un grand nombre de rénovations énergétiques réalisées n'améliorent pas la classe énergétique des bâtiments rénovés, ce qui est paradoxal ; par ailleurs, des sondages ont montré que, pour la plupart des Français, on rénove surtout pour se faire plaisir, pour l'agrément ; économiser l'énergie, ce n'est pas leur souci, c'est celui des pouvoirs publics. Du coup, ils ne s'engagent dans de telles opérations que lorsqu'il existe des dispositifs incitatifs, sous la forme de subventions ou d'avantages fiscaux.

Cette façon de penser est très paradoxale, car le premier bénéficiaire d'une diminution de la consommation d'énergie est bien l'occupant du logement concerné ! Il s'agit là d'une problématique majeure en termes d'acceptabilité des projets de renouvelables, et il y a indéniablement un travail à faire pour améliorer l'appropriation par l'ensemble de la société de l'intérêt de la frugalité – je crois que cela fait partie des premières restitutions du Grand débat, que je n'ai pas eu le temps d'examiner dans le détail –, une frugalité envisagée dans son acception environnementale la plus large, et dont la frugalité énergétique n'est qu'une des composantes. Dans ce domaine, les choses s'améliorent, et il n'est pas exclu que, dans un futur plus ou moins proche, on puisse avoir une approche plus efficace, ce qui permettrait aux aides de produire un effet de levier beaucoup plus puissant.

Enfin, pour ce qui est de la réallocation des moyens qui a été évoquée, au-delà des moyens eux-mêmes, la stabilité des dispositifs est essentielle. Quand vous avez un crédit d'impôt transition énergétique qui fait l'objet de modifications incessantes – chaque année, on supprime ci ou ça, on baisse tel ou tel taux, et les textes d'application des lois ayant vocation à préciser les choses mettent des mois à être publiés –, on aboutit à un système qui est le pire qu'on puisse imaginer. En effet, face à une telle incertitude, les seuls à se lancer dans la réalisation d'un tel projet sont ceux qui n'avaient pas réellement besoin de l'aide, puisqu'ils ne savaient pas cela leur rapporterait... Au final, vous vous retrouvez dans un système doublement pervers, puisqu'on dépense l'argent du contribuable sans aucun effet incitatif !

La stabilité des politiques d'incitation est primordiale pour que les acteurs concernés s'engagent. Cela vaut pour la méthanisation, où la production de gaz issu de cette filière coûte aujourd'hui 90 euros le mégawattheure : les prix vont baisser régulièrement, mais seulement à condition que les acteurs de la filière puissent compter sur une certaine stabilité des règles du jeu. Le *stop and go* qu'ils ont connu au cours des dernières années – notamment quand on leur a imposé de diminuer leurs coûts de production d'un tiers en trois ans –, ne peut que favoriser la multiplication à court terme de projets de qualité médiocre et réalisés dans de mauvaises conditions, donc voués à l'échec. Il faut s'adresser aux acteurs de la filière en les considérant comme les industriels responsables qu'ils sont, et en leur permettant de disposer d'une visibilité grâce à laquelle ils seront en mesure de s'améliorer progressivement.

M. Thierry Trouvé. J'espère que vous n'avez pas retenu de notre intervention que nous plaidons pour gazéifier toute l'économie française... Pour nous, l'idée de complémentarité entre le gaz, l'électricité, mais aussi la chaleur, est essentielle.

À terme, notre vision de la décarbonation correspond d'ailleurs à un *mix* comprenant moins de gaz et davantage d'électricité. En effet, le gaz porte ses économies en lui-même, puisque la mesure la plus efficace consiste à changer les anciennes chaudières, ce qui permet de réaliser immédiatement 30 % d'économie en termes de consommation d'énergie. Nous prévoyons donc peu de nouveaux usages du gaz – ils ne sont actuellement envisagés que dans le secteur des transports –, mais plutôt une baisse de la consommation, alors que les usages de l'électricité seront certainement amenés à se multiplier dans les années qui viennent. Ainsi, l'équilibre entre le gaz et l'électricité devrait se déformer un peu, pour rejoindre une vision actuellement défendue au niveau européen. Jeter le gaz avec l'eau du bain serait une grave erreur ! Si nous voulons décarboner l'économie, nous devons d'abord nous demander quel est le chemin le moins cher pour y parvenir. Pour cela, il faut se référer à cet indicateur qu'est le prix de la tonne de CO₂ évitée, ce qui doit logiquement nous conduire à la conclusion selon laquelle c'est le gaz qui constitue la solution à retenir.

M. le président Julien Aubert. Messieurs, je vous remercie d'avoir éclairé notre commission d'enquête. Vous avez fourni au rapporteur spécial du budget de l'énergie que je suis un excellent indicateur pour mesurer l'effet d'aubaine, lorsque nous avez expliqué qu'en raison de l'instabilité du crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE), seules les personnes n'en ayant pas besoin y avaient recours : cela va me permettre de chiffrer assez précisément ce que cet effet d'aubaine nous a coûté.

Je vous suis reconnaissant d'avoir su exposer avec clarté vos deux points de vue et de nous avoir également fourni des clés méthodologiques. Nous sommes preneurs des éléments d'information que vous voudrez bien nous communiquer au sujet du prix de la tonne de CO₂ évitée et de la façon de l'inclure dans le raisonnement sur l'évolution des coûts, ainsi que sur les moyens qui pourraient être mis en œuvre pour réorienter gaz et électricité de façon à réconcilier la vision budgétaire – en la matière, celle de Bercy n'est pas toujours très claire – et la vision macroéconomique, qui est celle qui nous intéresse prioritairement : tant il est vrai que le budget de demain, c'est l'économie d'aujourd'hui.

La séance est levée à douze heures quarante-cinq.



Membres présents ou excusés

Commission d'enquête sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique

Réunion du mardi 9 avril 2019 à 10 h 55

Présents. - M. Julien Aubert, Mme Marie-Noëlle Battistel, Mme Laure de La Raudière, Mme Véronique Louwagie, Mme Marjolaine Meynier-Millefert, Mme Claire Pitollat, M. Vincent Thiébaud

Excusés. - Mme Sophie Auconie, M. Xavier Batut, M. Christophe Bouillon, M. Jean-Charles Larssonneur