

A S S E M B L É E      N A T I O N A L E

X V <sup>e</sup>      L É G I S L A T U R E

# Compte rendu

## Mission d'information sur les freins à la transition énergétique

Mercredi  
24 octobre 2018  
Séance de 17 heures

Compte rendu n° 7

SESSION ORDINAIRE DE 2018-2019

– Audition en table ronde, ouverte à la presse, avec M. Jean-Louis Bal, président du Syndicat des énergies renouvelables (SER), M. Alexandre Roesch, délégué général, Mme Delphine Lequate, responsable du service juridique, M. Alexandre de Montesquiou, consultant, et Mme Marion Lettry, déléguée générale adjointe ; M. Joël Pédessac, directeur général du Comité français du butane et du propane (CFM), Mme Émilie Coquin, directrice des affaires publiques, et M. Simon Lalanne, consultant ; M. Sébastien Chapelet, directeur de la société d'économie mixte Énergie Hauts-de-France, et Mme Stéphanie Scarna, chargée de communication ; M. Fabien Choné, directeur général délégué « Stratégie et énergie » de Direct Énergie, et Mme Frédérique Barthélemy, directrice de la communication et des relations institutionnelles . 2

**Présidence  
de  
Mme Véronique Riotton,  
Secrétaire**



*La séance est ouverte à dix-sept heures cinq.*

**Mme Véronique Riotton, présidente.** Nous accueillons, pour le Syndicat des énergies renouvelables (SER), M. Jean-Louis Bal, président, qui arrivera dans quelques instants, M. Alexandre Roesch, délégué général, Mme Delphine Lequatre, responsable du service juridique, M. Alexandre de Montesquiou, consultant, et Mme Lettry, déléguée générale adjointe.

Pour le Comité français du butane et du propane (CFM), nous accueillons M. Joël Pédessac, directeur général, Mme Émilie Coquin, directrice des affaires publiques, et M. Simon Lalanne, consultant au cabinet Boury, Tallon et Associés.

Pour la société d'économie mixte Énergie Hauts-de-France, nous accueillons M. Sébastien Chapelet, directeur, et Mme Stéphanie Scarna, chargée de communication.

Pour Direct Energie, nous accueillons M. Fabien Choné, directeur général délégué « stratégie et énergie », et Mme Frédérique Barthélemy, directrice de la communication et des relations institutionnelles.

Mesdames, messieurs, merci d'avoir répondu à notre invitation.

La mission d'information s'intitule « Freins à la transition énergétique », mais nous avons rapidement voulu nous intéresser aux éléments susceptibles d'accélérer la transition énergétique.

Vous recevoir dans le cadre d'une table ronde est appréciable pour envisager la situation d'un point de vue global.

Je rappelle que cette réunion, prévue pour une durée de deux heures, est filmée et enregistrée, et fera l'objet d'un compte rendu écrit. Nous vous proposons de présenter un propos introductif d'une dizaine de minutes pour ensuite laisser une large place aux questions et réponses, car la mission a la volonté de travailler sous une forme interactive.

**M. Bruno Duvergé, rapporteur.** Nous avons constitué un groupe de travail d'une trentaine de députés. Pour nos auditions, nous privilégions la configuration des tables rondes. Nous nous sommes fixé une grille de lecture afin d'identifier les freins à la transition énergétique dans les domaines fiscal, législatif ou réglementaire et les axes technologiques, financiers, sociétaux, de l'information, de la communication et de l'image.

Nous analysons également la situation sous l'axe de la production – les différentes filières de production d'énergie –, de la consommation – la mobilité, l'habitat... – et des économies d'énergie par secteur.

Telle est donc notre grille de lecture.

**M. Sébastien Chapelet, directeur de la société d'économie mixte Énergie Hauts-de-France.** Je vous remercie de votre invitation.

Créée à l'initiative de la région Hauts-de-France et de la Caisse des dépôts et consignations, la société d'économie mixte Énergie Hauts-de-France a pour vocation d'accompagner les porteurs de projets de production d'énergies renouvelables de la région,

essentiellement en tant que co-investisseur de projets. Nous sommes donc quotidiennement au contact des porteurs de projets, en particulier ceux de la filière photovoltaïque, de la filière de la méthanisation et des réseaux de chaleur.

Je vous propose de prendre l'exemple d'un frein pesant sur la filière photovoltaïque.

La politique nationale repose sur des tarifs équivalents partout en France. Ils dépendent de l'appel d'offres de la Commission de régulation d'énergie (CRE), en fonction des seuils alors que le potentiel est différent selon que l'on se situe à Lille ou à Perpignan. Nous constatons que nous avons déjà pris un peu de retard par rapport aux objectifs. En effet, nous avons prévu d'atteindre un peu plus de 10 gigawatts-heure installés, mais nous serons à peu moins de 9 gigawatts-heure. L'objectif pour 2023 est, au minimum, du double, soit 18 gigawatts-heure, alors que nous peinons à installer 1 gigawatt-crête supplémentaire par an. Il faudra doubler l'accompagnement des projets pour répondre aux objectifs actuels. La prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) risque fort de maintenir ses prétentions auprès de la filière photovoltaïque et donc d'exiger qu'elle accélère sa production.

Selon moi, le principal frein tient à la limitation de l'installation des centrales photovoltaïques. Le schéma est simple : tout le monde étant mis sur le même pied, il faut répondre à des appels d'offres, donc offrir des tarifs concurrentiels par rapport aux projets du sud de la France. On constate, à ce jour, environ quinze fois moins d'installations photovoltaïques en Hauts-de-France que dans le midi. Au titre des derniers appels d'offres de la CRE, quelques projets se concrétiseront en Hauts-de-France, mais il s'agira uniquement de très gros projets. En moyenne, nous avoisinons 20 mégawatts-crête par projet d'installation, alors que les projets sont quatre fois plus petits dans le sud de la France sans que cela pose de difficultés.

L'ambition d'un porteur de projet, dans la région Hauts-de-France, est de réaliser l'installation la plus grosse possible afin de pallier économiquement le défaut d'ensoleillement et de proposer des offres compétitives. C'est ainsi qu'il n'y a pas, en Hauts-de-France, de petits ou de moyens projets, mais seulement de très gros projets, parfois sur 50 ou 80 hectares, comme ce fut le cas lors des derniers appels d'offres, ce qui limite les possibilités d'implantation.

Que ce soit en Belgique, en Allemagne, en Angleterre ou dans le sud de la France, de nombreux panneaux photovoltaïques sont installés, mais une photo de l'Europe prise par satellite révèle une zone blanche au-dessus de la Loire, qui s'étend jusqu'aux frontières nord de la France où les installations photovoltaïques sont rares. À cet égard, le dernier appel d'offres de la CRE portant sur les toitures est extrêmement parlant : la CRE n'a retenu que 0,5 % des projets des Hauts-de-France !

Imaginons que le même système s'applique à toute l'Europe : il n'y aurait quasiment plus de projets en France, les implantations se réaliseraient au sud de l'Espagne, en Italie et en Grèce.

Je rappelle que les appels d'offres de la CRE placent sur un pied d'égalité les projets du nord et du sud du pays. Les critères de sélection portent essentiellement sur le prix, qui joue pour 70 % de la note. Cela a certes l'effet bénéfique d'abaisser les coûts de production de la filière, qui ont été divisés par quatre en quelques années, mais cela concentre les projets le long de la Méditerranée et de la frontière espagnole.

Ce frein devra être levé si nous voulons atteindre les objectifs des PPE actuelles et futures. Il faut donner aux régions situées au nord de la Loire les moyens d'installer des centrales photovoltaïques.

Je vous présenterai quelques propositions, propres à plusieurs syndicats.

La première, la moins originale et la plus sujette à appropriation par la CRE, est d'instaurer une bonification différenciée du tarif en fonction du niveau d'ensoleillement, lequel est connu et constant. La quantité produite étant inférieure dans les régions du nord et le tarif étant supérieur, une telle proposition y permettrait l'émergence de projets.

La deuxième proposition consiste en une régionalisation des appels d'offres. L'écart d'ensoleillement serait ainsi gommé, et la concurrence jouerait entre des territoires qui connaissent un ensoleillement à peu près identique. Récemment, nous avons eu à connaître un appel d'offres spécifique au titre de la transition énergétique liée à la fermeture de la centrale de Fessenheim. Il pourrait donc y avoir des appels d'offres spécifiques régionalisés.

J'ai bien conscience que ces éléments sont difficilement audibles. Peut-être pourrions-nous plus facilement modifier les critères en mettant davantage en avant celui de la pertinence environnementale, c'est-à-dire le caractère dégradé des sols sur lesquels sont installées les centrales. Actuellement, en effet, le prix joue pour 70 % et l'impact carbone pour 21 % ; il suffirait d'abaisser la part du premier critère, qui était d'ailleurs sensiblement plus faible dans les appels d'offres plus anciens, pour relever celle du critère de pertinence environnementale. On privilégierait ainsi l'installation de centrales photovoltaïques sur des sites dégradés, bien plus nombreux dans les Hauts-de-France que dans le sud de la France, où une bonne partie du foncier est d'ores et déjà utilisée.

La dernière proposition consiste à relever le seuil des appels d'offres, en le portant de 100 à 500 kilowatts-crête, voire à un mégawatt-crête. Cela serait cohérent avec les propositions de la Commission européenne et permettrait aux projets de plus petite taille de voir le jour plus facilement au nord de la France.

**Mme Véronique Riotton, présidente.** Merci, monsieur Chapelet. Nous sommes très preneurs de vos diagnostics, mais aussi de vos propositions.

**M. Fabien Choné, directeur général délégué « Stratégie et énergie » de Direct Énergie.** Merci de votre invitation.

Direct Énergie est à ce jour le troisième opérateur en France parmi les sociétés de gaz, derrière les deux opérateurs historiques, avec environ 3 millions de sites clients, essentiellement sur le marché de masse des clients résidentiels.

Direct Énergie est également très actif dans la production, puisque nous exploitons des cycles combinés gaz, donc des moyens de production flexibles à partir de gaz et des moyens de production renouvelables, en totale conformité avec les objectifs de la transition énergétique.

Les investissements en faveur des moyens de production pourraient porter sur plusieurs centaines de millions d'euros par an et pour un total de plus d'un milliard d'euros au cours des trois prochaines années. Mais ce n'est pas tout ! Nous développons de nombreux services énergétiques à Laval. La transition énergétique comprend deux axes : la production et

la consommation. Le rapprochement entre les deux, afin de proposer aux consommateurs les services qui leur permettront de participer à la transition énergétique, est l'un de nos objectifs.

Étant donné notre positionnement d'acteur industriel investissant massivement dans les outils de la transition énergétique, le fait que nos principales préoccupations soient la visibilité et la pertinence des signaux économiques ne vous étonnera pas. Nous sommes confrontés à un risque d'évolution permanente des règles, dans des sens divers et variés, qui nous fait craindre pour nos investissements. C'est l'un des principaux points que nous voulons souligner. À terme, les objectifs sont cruciaux pour Direct Énergie qui, je le rappelle, a été racheté très récemment par le groupe Total, ce dernier menant par ailleurs des activités de commercialisation d'électricité et de gaz, ainsi que de production avec des cycles combinés gaz et renouvelables.

Parmi les différents sujets qui nous réunissent aujourd'hui, je m'attarderai davantage sur la consommation que sur la production, dans la mesure où Direct Énergie est adhérent du Syndicat d'énergies renouvelables et où nous sommes en totale cohérence avec ses propositions.

Je présenterai deux observations sur la production.

D'une part, les cycles combinés gaz ne sont pas contradictoires avec la transition énergétique, bien au contraire. La transition énergétique consiste à développer la production d'énergies renouvelables. Cette production présente un certain degré d'intermittence qu'il faut compenser par différents outils : stockage, pilotage de la consommation, flexibilité de production... Les plus écologiques de ces outils sont les cycles combinés gaz, cruciaux pour atteindre un bon niveau de sécurité de l'approvisionnement, ainsi qu'une émission de CO<sub>2</sub> minimale.

D'autre part, se pose la question du renouvellement des concessions hydroélectriques. Les concessions hydroélectriques recèlent un potentiel d'apport en productibles et de flexibilité au système électrique qui se développera d'autant plus que les concessions électriques seront mises en concurrence. Les différents candidats proposeront des investissements pour améliorer ces concessions, ce qui permettra de participer aux enjeux de flexibilité nécessaires à la transition énergétique.

Sur la partie aval, il est important que nous vous fassions part des freins et des obstacles que nous sommes amenés à rencontrer. Le premier point que je veux aborder avec vous se rapporte au compteur Linky.

Lancé en 2007 par la CRE, le compteur Linky s'inscrivait totalement dans la logique de faire progresser le système électrique, en assurant l'interface entre le client et le système électrique. Toutes les études qui ont amené au lancement de ce projet démontraient que mesurer efficacement la consommation de l'ensemble des utilisateurs du réseau, des gros comme des petits, réduirait celle-ci et enverrait des signaux économiques favorables, permettant eux-mêmes une adaptation toujours plus fine aux contraintes du système électrique. De longues date, l'offre s'adapte à la demande : or nous savons qu'elle deviendra intermittente. Grâce aux nouvelles technologies de l'information, c'est donc la demande qui s'adaptera à l'offre. Tel est l'enjeu de la transition énergétique sur le marché aval. Le compteur Linky avait vocation à jouer le rôle de cette interface. Encore une fois, pour proposer des services associés, il faut comprendre et connaître la consommation des clients et la mesurer. Or, ainsi que l'a fait remarquer la Cour des comptes dans son dernier rapport annuel, alors que

le processus de déploiement des compteurs Linky en est à son premier tiers, à peine 3 % de la population fait l'objet d'un enregistrement précis – c'est-à-dire intrajournalier, voire horaire ou demi-horaire – de sa consommation. Auprès des 97 % restants, nous récupérons des consommations mensuelles ou quotidiennes, ce qui reste insuffisant pour pouvoir leur proposer des services leur permettant de contribuer efficacement à la transition énergétique.

Pour reprendre les différents aspects que vous avez évoqués – fiscal, législatif, technologique, financier, sociétal et de communication –, le compteur Linky fonctionne conformément à ce que l'on en attendait, sans problème technologique. En revanche, sur le plan législatif, une contrainte forte pèse sur l'enregistrement des données, dont nous ne disposons pas et l'utilisateur non plus. Il n'a pas la possibilité de connaître, de comprendre ni de se faire aider pour souscrire des services énergétiques qui lui permettraient de consommer moins et mieux. Il conviendrait donc, en priorité, de faire évoluer la législation pour que ces données soient disponibles, tout en prenant en considération la polémique à laquelle elles donnent lieu.

Le deuxième frein se situe entre la production et la consommation et porte sur la production individuelle par pose de panneaux photovoltaïques sur les toitures, domaine dans lesquels nos voisins d'Europe du Nord, de Grande-Bretagne et d'Allemagne sont bien plus avancés que nous.

Le soutien public au développement de l'autoconsommation passe par un contrat de rachat du surplus. Le client qui autoconsomme une partie de sa production enregistre, de temps à autre, des surplus qui sont réinjectés dans le réseau. Le soutien repose sur un contrat de rachat qui, en l'état actuel de la législation, passe obligatoirement par EDF, et il est très compliqué pour les concurrents d'EDF d'expliquer à leurs clients qui installent des panneaux photovoltaïques qu'ils vont signer un contrat avec leur concurrent numéro un. Or, il n'existe aucune justification à cette contrainte. Il est urgent de permettre à tous les acteurs agréés, dont Direct Énergie fait partie, de signer, dès la mise en service de l'installation, des contrats de rachat permettant aux consommateurs de bénéficier des services que les nouveaux entrants pourront leur proposer.

À cela s'ajoute un obstacle financier, car les installations coûtent relativement cher aux particuliers. Nous proposons que le financement des panneaux photovoltaïques entrant dans le cadre d'un projet d'autoconsommation bénéficie du prêt à taux zéro (PTZ) afin de développer cette filière.

Ces deux obstacles, législatif et financier, peuvent être levés par la loi.

Le troisième sujet sur lequel nous travaillons avec assiduité, mais, hélas, avec peu de résultats alors même qu'il existe un potentiel énorme, est l'effacement diffus, autrement dit le pilotage à distance de la consommation résidentielle, par opposition à l'effacement industriel qui est le pilotage des grands consommateurs industriels, pilotage qui peut représenter un fort intérêt du point de vue du système électrique. Encore une fois, la consommation électrique en France est assez spécifique : notre pays utilise beaucoup de chauffe-eaux et se chauffe à l'énergie électrique. Plus de la moitié de la thermo-sensibilité européenne se trouve en France. Les enjeux de gestion des pointes de consommation seront de plus en plus prégnants à mesure que se développeront les énergies renouvelables, notamment la nuit ou en l'absence de vent. Maîtriser les pointes électriques est un enjeu primordial, notamment pour le chauffage électrique.

Or, aujourd'hui, l'effacement industriel comme l'effacement diffus sont quasiment impossibles, car les seuls dispositifs de soutien à l'effacement sont globaux.

L'effacement diffus exige du capital, car faut procéder à des installations chez les clients. Il est donc relativement plus cher, au mégawatt effacé, que l'effacement industriel. Dans le cadre des appels d'offres « recherche qualité environnementale » (RQE) et des appels d'offres « effacement », l'effacement industriel est quasiment le seul retenu. C'est dommage, car si le potentiel d'effacement industriel se situe à 3 000 mégawatts, le potentiel d'effacement diffus est estimé à au moins 15 000 mégawatts. Si nous n'avions pas besoin de ces 15 000 mégawatts ou si nous n'avions pas besoin de photovoltaïque dans le nord de la France pour atteindre nos objectifs, nous aurions raison de ne développer celui-ci que dans le midi et de nous limiter à l'effacement industriel. Mais nous savons que nos objectifs et les enjeux de la transition énergétique nécessitent de le développer aussi au nord et de procéder aussi à l'effacement résidentiel. Il est donc urgent de dissocier les soutiens à l'effacement industriel et à l'effacement diffus, deux filières différentes qu'il convient de développer le plus rapidement possible, afin d'exploiter les potentiels correspondants.

Il en va de même pour le photovoltaïque au sol. Pour une question d'harmonisation et d'aménagement du territoire, il est nécessaire de développer le photovoltaïque au nord comme au sud, même si cela coûte plus cher. Dès lors que l'exploitation de l'ensemble des potentiels est nécessaire pour atteindre les objectifs, il faut faire les deux en même temps.

Le même raisonnement vaut pour le photovoltaïque au sol et le photovoltaïque en toiture, le premier étant bien moins cher que le second. On pourrait penser que le premier est suffisant et qu'il faut donc supprimer le soutien public au second, mais on sait que les deux seront indispensables pour répondre aux obligations de la transition énergétique. Il faut, par conséquent, agir en parallèle sur l'effacement diffus et sur l'effacement industriel en installant en même temps du photovoltaïque au sol et en toiture, au nord comme au sud.

Il est nécessaire de bien distinguer l'ensemble de ces process afin de développer l'ensemble des filières, notamment parce que, pour l'effacement diffus comme pour le photovoltaïque, on peut lancer des appels d'offres quand on parle de photovoltaïque au sol ; par contre, des guichets ouverts s'imposent dès que l'on parle d'effacement diffus. C'est vrai pour l'autoconsommation, ce sera vrai pour l'effacement diffus.

J'aborde le dernier frein : en tant que nouvel entrant, nous proposerons des services qui incitent les consommateurs à se tourner vers la concurrence, les services et les innovations. À ce jour, les tarifs réglementés sont un obstacle fort au développement de la concurrence et des innovations associées. Les tarifs réglementés sont censés protéger les clients ; en réalité, ils ne les protègent pas et les empêchent de s'intéresser à la concurrence, donc aux services et aux innovations qui leur permettraient de participer aux enjeux de la transition énergétique. Nous pensons que ces tarifs réglementés devraient disparaître le plus vite possible, ne serait-ce que pour faire bénéficier les consommateurs des avantages de la concurrence, aussi bien en termes de prix que de services et d'innovations telles que l'autoconsommation, l'effacement diffus ou le véhicule électrique demain. La France a de multiples atouts et un fort potentiel en la matière. Or, elle est très en retard sur les autres pays européens. Pourquoi ?

**M. Alexandre Roesch, délégué général du Syndicat des énergies renouvelables (SER).** Le Syndicat des énergies renouvelables représente l'ensemble des filières renouvelables dans les trois secteurs de la chaleur, de l'électricité des transports et du gaz,

dont font partie des acteurs comme Direct Énergie, mais aussi les grands énergéticiens, 80 % de petites et moyennes entreprises (PME) et d'entreprises de taille intermédiaire (ETI) ainsi que des entreprises qui sont, dirons-nous, à la croisée des chemins, pour faciliter la transition énergétique en tant qu'agrégateurs ou acteurs du financement – par exemple des acteurs de plateformes de financement participatif.

Je vais passer en revue ces différents secteurs pour identifier les freins et proposer des pistes de solutions éventuelles.

Je commencerai par le secteur de la chaleur, car il s'agit d'un sujet que l'on a tendance à moins évoquer, alors qu'il représente plus de la moitié de la consommation énergétique française.

Le frein tient à une compétitivité moindre des sources de chaleur renouvelables par rapport aux sources d'énergie fossiles, qui restent très compétitives. C'est moins vrai ces derniers mois, compte tenu de la remontée des cours, mais cet enjeu de compétitivité est important dans le secteur de la chaleur qui, en outre, est un secteur diffus, donc plus difficile à faire évoluer que d'autres secteurs.

Dans le cadre de la loi de 2015 relatives à la transition énergétique, l'objectif souhaité que 38 % de la chaleur soit d'origine renouvelable, contre 20 % aujourd'hui. Il nous faut donc doubler notre effort dans les quinze ans qui viennent. Pour ce faire, nous avons identifié trois leviers essentiels, tous à la main du Parlement.

Le premier, tout à fait d'actualité, est fiscal : la contribution climat-énergie (CCE). La trajectoire de la taxe carbone qui a été définie dans le projet de loi de finances pour 2019 et qui est issue des engagements du plan « Climat » sera essentielle pour fixer un juste prix du carbone, auquel seront exposées les énergies fossiles. Y parvenir nécessite une réflexion sur les dispositifs d'accompagnement. En tout cas, sur le principe, la CCE est un facteur essentiel.

Le deuxième levier est le Fonds chaleur. Il existe en effet un différentiel de compétitivité, qui constitue un frein historique : les dispositifs d'accompagnement de la chaleur renouvelable, alors même que le secteur reste carboné et pèse sur notre balance commerciale, ont toujours été sous-dimensionnés jusqu'à présent. Le Fonds chaleur représente 200 millions d'euros par an. Il finance la chaleur dans le secteur industriel, par exemple les réseaux de chaleur pour les collectivités. Par rapport aux volumes qu'il permet de déployer chaque année, on doit quasiment doubler les volumes pour répondre à la trajectoire de la PPE. Le SER a toujours souhaité ce doublement, et nous sommes très réceptifs à l'annonce récente par François de Rugy que ce fonds serait porté à 300 millions d'euros, mais il reste à lui apporter une confirmation dans le cadre de la loi de finances. Nous pouvons discuter des modalités d'attribution, car il ne s'agit pas uniquement d'augmenter l'enveloppe.

Le secteur résidentiel, enfin, est également un enjeu important également : il représente en effet 55 %, voire 60 % de la chaleur renouvelable. Le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) nous semble un élément central et performant, et nous sommes satisfaits de sa reconduction à périmètre constant. Nous sommes favorables au principe d'un basculement vers un système de prime, mais le calibrage nécessitera une réflexion approfondie pour éviter les effets d'aubaine. Lorsque l'ouvrage reviendra sur le métier en 2019, nous serons prêts à faire des propositions.



D'autres questions, telles que la valorisation des cendres de biomasse, la réglementation thermique des bâtiments ou encore la mobilisation de la biomasse, devraient, de notre point de vue, devraient faire l'objet d'un groupe de travail ministériel au même titre que l'éolien, la méthanisation et le solaire.

Dans le secteur de l'électricité, il est intéressant d'observer que les politiques publiques, en coopération avec les acteurs privés qui investissent dans l'innovation et les nouveaux *business models*, fonctionnent. Le prix du mégawatt-heure est extrêmement compétitif pour le solaire au sol et l'éolien terrestre, et le sera très prochainement pour l'éolien en mer : 60 euros environ. C'est le fruit d'une action conjointe du secteur privé et du secteur public, qui doit être poursuivie, et il est important de se pencher sur les leviers qui pourraient être mobilisés avec un effet immédiat sur la compétitivité de ces filières. Certes, le secteur a connu un peu d'instabilité : un moratoire a concerné l'éolien et le solaire, des arrêtés tarifaires sur l'éolien ont été annulés. Mais, aujourd'hui, les prix deviennent convenables. Il faut maintenir ce cadre, même s'il peut encore être amélioré à la marge.

À ce stade, deux éléments nous semblent importants : le premier est une réflexion sur la fiscalité, notamment sur l'imposition forfaitaire des énergies de réseau (IFER), à laquelle s'est engagé le groupe de travail ministériel sur l'éolien. L'idée est que les communes d'implantation des parcs éoliens bénéficient d'un minimum de 20 % d'IFER. Il est en effet difficile d'expliquer à une commune qui reçoit un parc sur son territoire qu'elle peut être privée dans certains cas du produit de l'IFER parce qu'il serait versé à d'autres échelons. Le projet de loi de finances pour 2019 nous semble un cadre approprié pour régler cette question.

Le second élément, très bien décrit par Fabien Choné, a trait à l'autoconsommation, notamment collective, qui est un enjeu fort si l'on veut permettre à un maximum de Français d'accéder à une forme d'énergie décarbonée, renouvelable et, surtout, dont le prix reste stable sur toute la durée du projet. Des réflexions sont en cours sur le sujet, et des propositions d'ordre législatif pourront être avancées.

Je dirai un mot de l'hydroélectricité, colonne vertébrale de la transition énergétique en ce qu'elle est un formidable outil de flexibilité et de stockage. Le poids de la fiscalité locale est important : il représente un quart du prix de vente de l'électricité produite. Par ailleurs, il s'agit d'un patrimoine qui inclut parfois des éléments de continuité écologique des cours d'eau. Il est nécessaire de réinvestir dans certains dispositifs qui, s'ils n'améliorent pas forcément le productible, sont soumis à la fiscalité locale, la taxe foncière en particulier.

Nous sommes en mesure de faire des propositions concrètes dans ce domaine. On pourrait, par exemple, permettre à des collectivités qui souhaiteraient maintenir sur leur territoire un actif de production, ou faciliter le rééquipement en turbines de seuils qui ne produisent pas, de consentir des exonérations temporaires de taxe foncière.

Pour l'ensemble de ces cas de figure, il nous semblerait intéressant d'engager une réflexion sur la fiscalité locale.

Je termine par deux autres secteurs essentiels. D'une part, les transports, où la France est en passe d'atteindre ses objectifs. En effet, 8,5 % d'énergies renouvelables y sont utilisés aujourd'hui, et nous devrions atteindre 10 % d'ici à 2020 et 15 % d'ici à 2030. Les biocarburants de première génération, qui reposent en grande partie sur des productions françaises et qui sont en totale complémentarité avec d'autres activités agricoles, représentent la majeure partie de ces 8,5 %. Des débats européens ont eu pour objet de définir un nouveau

cadre post-2020 pour les biocarburants de première génération. Nous veillerons attentivement à la bonne application de ces règles afin de préserver cet acquis, qui est un atout pour la décarbonation du secteur des transports, où les besoins sont tels que l'on doit combiner toutes les solutions, y compris, bien sûr, le bio-GNV et l'électromobilité.

Le bio-GNV m'amène à évoquer le secteur du gaz. Le gaz renouvelable présente la particularité d'irriguer les secteurs des transports, de la chaleur et de l'électricité. L'objectif de la France est d'atteindre 10 % de gaz renouvelable d'ici à 2030. Le SER estime disposer du potentiel pour cela, il est important de le rappeler dans le contexte de la préparation de la PPE. C'est, par ailleurs, une filière où les objectifs de compétitivité sont importants : nous estimons possible d'abaisser les coûts de près 30 % au cours des cinq prochaines années. Il convient, par conséquent, d'accélérer le processus.

Les chiffres observés sur le terrain montrent que la filière est en plein développement et propose de nouveaux projets industriels pour la France. Nous partons d'un niveau bas dans le secteur de la méthanisation, par rapport à nos voisins allemands. Beaucoup reste à faire pour structurer cette filière et y créer de l'emploi. La méthanisation agricole est susceptible, en outre, de rapporter 15 000 euros supplémentaires par an à un agriculteur. Développer un tel écosystème est un enjeu de politique industrielle important.

À l'heure où le Président de la République réunit les grands acteurs de la politique de l'énergie pour discuter des sujets industriels, je dirai que l'on ne décarbone pas seulement pour décarboner, mais pour de multiples raisons : la dimension industrielle est fondamentale, s'agissant notamment des énergies marines et en particulier de l'éolien en mer. Les six parcs qui entreront en fonctionnement en 2020-2022 représentent, ensemble, 15 000 emplois additionnels. Le site de Cherbourg recevra le plus grand producteur de pales au monde.

Nous avons réussi à installer de grands équipementiers sur le territoire français et à développer un écosystème de PME autour de ces grands donneurs d'ordres. Il convient maintenant de poursuivre en donnant, dans la PPE, une visibilité sur l'éolien en mer, mais aussi sur l'éolien flottant, spécificité française, et sur l'ensemble des technologies des flotteurs, secteur dans lequel nous sommes en avance.

**M. Joël Pédessac, directeur général du Comité français du butane et de propane.** Merci de nous recevoir aujourd'hui. Le Comité français du butane et du propane est un syndicat professionnel. Nous représentons les filières de distribution des gaz de pétrole liquéfié. Les entreprises que je représente en tant que distributeur de GPL sont notamment Butagaz, Finagaz, Primagaz, Antargaz et Engie. Peut-être êtes-vous étonnés qu'Engie soit présent dans ce domaine d'activité, mais il exploite du GPL en Corse, à Bastia et Ajaccio, où du GPL Engie transite dans les tuyaux de gaz.

Il existe trois gaz à usage de chaleur ou de mobilité sur le marché de l'énergie. D'abord, le méthane que vous connaissez tous et qui peut être du gaz naturel, du gaz naturel pour véhicules (GNV) ou du gaz naturel liquéfié (GNL). Le butane et le propane sont les petits frères du méthane puisque ces trois gaz, quand ils sont d'origine fossile, sont extraits de terre au même endroit. Quand on extrait du gaz de terre, on extrait 95 % de méthane, les 5 % restants sont du butane, du propane et de l'éthane. Ils représentent 70 % du GPL mis sur le marché en France et dans le monde. Les 30 % restants viennent du raffinage de pétrole, d'où cette autre appellation d'origine : « gaz de pétrole liquéfié ». Voilà pour les origines. À la fois en termes de ressources et d'usages, nous sommes dans la filière du gaz. En termes d'efficacité énergétique et d'émission de CO<sub>2</sub>, on se retrouve assez souvent sur le terrain du gaz.

Les usages des GPL sont les mêmes que ceux du gaz. En France, près de 10 millions de foyers utilisent du GPL butane ou propane. Sur ces 10 millions, près de 10 % utilisent ces GPL pour se chauffer et produire de l'eau chaude sanitaire ; le reste couvre les usages classiques de cuisson, puisque 35 % des foyers français cuisinent encore au GPL, 30 % au gaz naturel et le reste à l'électricité. Voilà pour les usages chaleur du GPL.

En termes de mobilité, près de 200 000 véhicules roulent au GPL en France, environ 8 millions en Europe et 25 millions dans le monde.

Le dernier usage qui nous rapproche du gaz naturel est la production d'électricité. Les PPE de Mayotte et de Tahiti affichent un projet de transfert, réalisé par Engie, de la production d'électricité, actuellement au fioul, vers le GPL. Produire de l'électricité pour des besoins de base avec des turbines ou avec d'autres moyens peut se faire au gaz, avec du GNL. On amène à un endroit le méthane sous forme liquéfiée pour l'utiliser ensuite dans les centrales sous forme gazeuse. Lorsque le GNL n'est pas économiquement viable, lorsqu'il est trop coûteux de le faire venir – c'est le cas dans de nombreux départements ou territoires d'outre-mer, dans les zones non interconnectées – ; le GPL peut trouver une légitimité. C'est la raison pour laquelle la PPE de Mayotte a pris en compte ce gaz comme source de production d'électricité, d'autant que l'infrastructure amenant du gaz existe déjà à Mayotte, à Tahiti, dans tous les DOM-TOM et en Corse. La PPE corse affichait le passage du fioul au GPL des centrales électriques, alors qu'il n'y a pas de GNL en Corse. Nicolas Hulot a d'ailleurs écrit à l'autorité corse pour l'informer que le GNL en Corse était bien trop cher, alors que sont en place deux points d'amenée du GPL à Bastia et à Ajaccio. Il est donc possible d'amener du gaz et de couvrir la totalité du territoire avec du GPL. Quand on a accès au gaz naturel, il faut, bien sûr, l'utiliser, mais pour les 27 000 communes qui n'ont pas accès au gaz naturel, le GPL reste une solution.

La loi de 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte évoque une réduction de 40 % des émissions de CO<sub>2</sub> d'ici à 2030 et de 75 % d'ici à 2050, même si ces pourcentages ont quelque peu évolué avec la nouvelle stratégie nationale « bas carbone ».

Dans ce contexte, quels sont les avantages du GPL ? Par rapport à des combustibles ou à des carburants pétroliers conventionnels tels que le fioul domestique et les carburants pétroliers – essence et diesel –, il produit 20 % de CO<sub>2</sub> en moins ; le GPL d'origine biomasse, donc le GPL d'origine renouvelable, 80 % de CO<sub>2</sub> en moins. On retrouve à peu près les mêmes chiffres que ceux du gaz naturel : de l'ordre de 20 % de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> s'agissant du carbone fossile et de 80 à 90 % s'agissant du carbone renouvelable.

Pour les 27 000 communes qui ne sont pas raccordées au gaz naturel et les 4 millions de foyers qui utilisent du fioul domestique, passer du fioul au gaz est possible. Nous entendons encore trop souvent, dans les débats publics, des personnes nous dire qu'elles habitent une commune sans arrivée de gaz, sous-entendu « de gaz naturel », mais ce n'est pas parce qu'il n'y a pas de gaz naturel que le gaz ne peut être utilisé. Le propane peut être présent partout.

Dès lors que l'on utilise du GPL dans un moteur ou dans une chaudière, le gaz présente un atout sur le plan des polluants normés – particules, oxydes d'azote – comparé au fioul domestique.

Autre élément, peut-être moins connu, les GPL ne sont pas des gaz à effet de serre, contrairement aux hydrofluorocarbures (HFC) des systèmes de pompes à chaleur de

réfrigérants, sujet dont l'Assemblée a eu l'occasion de débattre. Le propane est donc une alternative aux HFC dans de gros systèmes frigorifiques. Substituer du propane à un HFC est non seulement envisagé, mais déjà réalisé dans certaines installations de production de froid.

J'en viens à l'efficacité énergétique. Une maison ou un immeuble chauffé au fioul doit, pour réduire son empreinte carbone ou sa consommation d'énergie, réaliser de gros travaux d'efficacité énergétique et donc d'isolation. Par une isolation simple des combles et des ouvrants – je ne parle pas de l'isolation des parois –, on peut gagner jusqu'à 30 % dès lors que cette isolation est bien faite. Répondre aux enjeux de réduction de la consommation d'énergie nécessite de passer par l'isolation.

Remplacer une vieille chaudière au fioul par une chaudière à condensation gaz, même s'il s'agit de gaz fossile, fait gagner encore près de 30 %. La technologie de la condensation permet de gagner 30 % en énergie, donc en CO<sub>2</sub>. La chaudière utilisée sera la même, que ce soit du méthane gaz naturel, du GPL ou du gaz fossile.

Un gaz renouvelable est produit en recourant à la biomasse par un processus de fermentation. On produit exactement la même molécule, qui était fossile, en produit renouvelable, qui va donc être utilisé dans la même chaudière. Donc, passer du fioul au gaz permet à des millions de foyers disposant d'une chaudière à condensation d'avoir, grâce à un pouvoir combustible supérieur (PCS) proche de 100 %, un rendement en énergie primaire excellent, presque supérieur à celui de l'électricité sur l'ensemble de sa chaîne. Parallèlement, cela donnera la possibilité d'utiliser un gaz renouvelable avec cette même installation dès que les quantités seront disponibles.

Une fois que nous aurons substitué le gaz et les pompes à chaleur électrique au fioul, une maison qui consommait et émettait une quantité 100 de carbone à l'instant T en 2018 ne consommera plus que 10 dès lors que l'isolation aura été réalisée, que la chaudière aura été changée et qu'on utilisera du gaz renouvelable. On aura ainsi réduit de 90 % l'empreinte carbone.

Je veux maintenant évoquer les freins qui pèsent sur la chaleur, notamment dans le secteur du bâtiment. Le GPL représente 1,3 % de la consommation d'énergie primaire en France et 5,5 % dans le monde. Le taux de 1,3 % représente la même part de marché de l'énergie que les réseaux de chaleur. À ce jour, la plupart des décideurs, qu'ils soient politiques ou administratifs, voire industriels, n'imaginent pas que le gaz puisse être distribué sous la forme de GPL partout sur le territoire, y compris dans les îles. Les consommateurs le savent, parce qu'ils l'utilisent, mais en politique publique, on parle de gaz naturel, on parle de réseaux de gaz, sous-entendu de gaz naturel, on ne pense pas au réseau de gaz propane. On n' imagine pas que le gaz puisse être présent partout et soit, par exemple, susceptible de remplacer le fioul domestique alors même que le corpus réglementaire et fiscal existe. Les prix, quant à eux, relèvent de la communication.

La loi relative à la transition énergétique, dans son article 1<sup>er</sup>, marque la nécessité de réduire la consommation d'énergies fossiles, la consommation de produits pétroliers par exemple, mais aussi de graduer ces mesures de réduction en fonction du contenu carbone de chaque énergie. Le GPL et le gaz naturel comme le méthane se placent au sommet de la hiérarchie des énergies fossiles qui émettent le moins de carbone. Il faut, par conséquent, les intégrer en tant que tels.

Se posent, par ailleurs, des questions d'ordre purement administratif. Les statistiques nationales qui traitent de l'énergie font figurer le GPL parmi les produits pétroliers, ce qui ne contribue pas à clarifier la situation : le GPL est avant tout un gaz et, en matière de CO<sub>2</sub>, il présente tous les atouts du gaz naturel.

La direction générale de l'énergie et du climat se divise en un bureau des produits pétroliers, un bureau du gaz et un bureau de l'électricité. Le GPL est géré par le bureau des produits pétroliers. Or, ce n'est pas ce bureau qui est le plus entendu quand il s'agit de défendre l'efficacité énergétique et la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.

La fin de l'exonération de TICPE du GPL a été votée l'année dernière. La directive est appliquée. S'il nous paraît cohérent que le GPL soit taxé au titre de la contribution climat-énergie en fonction de son contenu carbone, nous ne comprenons pas que le Parlement ait voté une disposition fixant un taux de TICPE sur le GPL supérieur de 15 % à celui sur le fioul, alors que celui-ci émet 20 % de CO<sub>2</sub> de plus ! Si la suppression de l'exonération nous avait paru cohérente, taxer le GPL plus lourdement que le fioul domestique est en revanche aberrant.

J'en viens à la question de la mobilité. La mobilité au gaz est une technologie qui est aujourd'hui mature. C'est vrai pour le GNV destiné aux véhicules lourds et aux transports publics, mais les particuliers aussi ont le droit de rouler à autre chose qu'au gazole ou à l'essence qui valent, l'un et l'autre, 1,60 euro alors que le GPL ne vaut que 90 centimes d'euro le litre grâce à une TICPE à taux réduit.

Nous avons investi plus de 200 millions d'euros dans les infrastructures de distribution. Environ 1 700 stations distribuent du GPL. Or, elles tournent à environ 10 % de leur point mort économique, c'est-à-dire qu'elles ne sont pas rentables économiquement.

La technologie des constructeurs est parfaitement maîtrisée. Préparer une voiture à rouler au gaz, GPL en particulier, représente un surcoût d'environ 400 euros pour un constructeur automobile par rapport à un véhicule essence. Même sans subvention, un véhicule GPL peut se vendre.

Quels sont les freins en matière de transition énergétique – ou les accélérateurs, si on le traduit positivement ? Le focus mis sur les véhicules électriques et sur les véhicules légers empêche les constructeurs de comprendre que les pouvoirs publics ont envie d'autre chose que l'électricité ou que les citoyens n'ont pas tous les moyens d'investir 20 000 euros dans un véhicule électrique. Le premier véhicule GPL neuf dans la gamme Renault ou Dacia vaut 8 000 euros TTC, sans prime et avec roue de secours. Dans une période où les gens n'ont pas forcément les moyens de se déplacer ou de se chauffer, il convient de proposer des solutions qui n'amputent pas le budget de la Nation, qui coûtent un peu moins cher aux citoyens, et qui émettent moins de CO<sub>2</sub>. C'est ce que le GPL permet. Cette solution, même si elle est aujourd'hui d'origine fossile, sera renouvelable demain. Près de 200 gigawatts-heure de GPL sont renouvelables sur le marché français depuis le début de l'année. C'est autant que le biogaz produit au cours des six premiers mois de l'année en France.

Mesdames, messieurs les parlementaires, vous allez discuter de la loi d'orientation des mobilités (LOM). Expliquer que le GPL est un carburant sur lequel nous pouvons fonder nos mobilités clarifierait le discours car, à l'heure actuelle, le message n'est pas toujours clair, tant pour ceux qui vendent des voitures que pour ceux qui investissent dans les réseaux de distribution et pour ceux qui distribuent le gaz.

**Mme Véronique Riotton, présidente.** Je souhaite la bienvenue à M. Jean-Louis Bal. Nous terminons la phase des propos liminaires. Peut-être pourrez-vous intervenir, Monsieur le Président, au cours de la phase de questions et de réponses, qui va s'ouvrir à l'instant. Votre délégué général nous a largement informés sur la chaleur, les filières électriques et le gaz. Le travail a été fait !

**M. Jean-Louis Bal, président du syndicat des énergies renouvelables.** Il a certainement été très bien fait !

**Mme Véronique Riotton, présidente.** En effet !

**M. Adrien Morenas.** Monsieur Choné, j'ai eu l'occasion de vous auditionner dans le cadre de la mission sur la ressource en eau. J'aurais souhaité que vous fassiez un point sur l'ouverture à la concurrence des barrages hydroélectriques et sur l'importance à gérer cette filière amont-aval. Qu'attendent les acteurs aujourd'hui présents de la PPE ?

Monsieur Chapelet, j'ai bien compris que vous réalisiez du solaire dans le nord de la France et que vous demandiez, parce que vous produisez 30 % de moins que dans le sud de la France, une différence dans le tarif de vente. L'énergie solaire est-elle la meilleure stratégie à adopter sur ces territoires, bien qu'elle soit utilisée en Belgique ?

**M. Bruno Duvergé, rapporteur.** On parle de l'hydraulique quand on évoque les barrages, mais j'aimerais vous entendre sur le thème de l'hydraulique au fil des fleuves et des rivières, notamment de la petite hydraulique que l'on trouve sur nos plats pays. Elle entre parfois en concurrence avec la défense de la biodiversité. Nous connaissons bien des cas où les passes à poissons entrent en conflit avec les générateurs d'électricité. Je le relève pour que nous engagions une discussion un peu plus générique sur l'hydroélectricité.

**Mme Véronique Riotton, présidente.** Nous avons peu évoqué l'éolien. Or, nous sommes en retard dans ce domaine. Est-ce pour des raisons liées aux espaces disponibles ou à l'acceptabilité sociale qui est en mal sur ces questions ?

**M. Sébastien Chapelet.** Le photovoltaïque dans le nord est-il une bonne stratégie, surtout si on se focalise sur la question du prix ? Je donnerai un exemple représentatif de la situation. Aujourd'hui, notre SEM a un projet de centrale photovoltaïque au sol d'environ 4 mégawatts-crête, sur un site dégradé de quatre hectares. À 70 euros le mégawatt, le coût de revient n'est pas compétitif dans le cadre de l'appel d'offres de la CRE, mais il l'est par rapport à une installation éolienne de même puissance qui bénéficie d'un tarif de 74 euros le mégawatt-heure, par rapport à l'hydraulique et par rapport à la méthanisation, dont l'électricité, en cogénération, est rachetée entre 150 et 200 euros le mégawatt-heure.

Le photovoltaïque, même dans le nord de la France, est une énergie compétitive. Le fait de sectoriser et de lancer des appels d'offres pour la seule filière photovoltaïque, globalisés sur l'ensemble du territoire national, fait que des projets de cette taille-là ne sont pas compétitifs alors qu'ils le sont par rapport aux autres filières. Oui, c'est une bonne stratégie que de développer le photovoltaïque, qui est aujourd'hui l'une des énergies renouvelables les plus compétitives, mais qui, de par le système d'appel d'offres en vigueur, est limitée au sud de la France.

Pour la région Hauts-de-France, qui ne se caractérise ni par ses reliefs ni par ses lacs, un des principaux freins tient à la sectorisation des dossiers. Aussi convient-il de convaincre

les services dont l'objectif consiste à garantir la continuité écologique au détriment de la production d'énergie. Nous nous heurtons à des approches non globales qui complexifient la situation.

Nous avons recensé environ 400 petits seuils hydrauliques dans les Hauts-de-France. Certes, tous ne sont pas propices à l'installation de centrales, mais certains le sont. Un projet de production d'énergie peut aider à trouver les fonds nécessaires à l'amélioration de la continuité écologique sur les sites, sans faire systématiquement appel à des fonds publics. Il est possible que le projet autorise, économiquement, la production en énergies renouvelables, et favorise en même temps, la continuité écologique. Le problème est que, le plus souvent, on vise l'effacement des seuils. L'installation d'une turbine est difficilement admise quand les services instructeurs ont pour mission essentielle, voire exclusive, d'œuvrer en faveur de la continuité écologique. Les architectes des bâtiments de France ont la même approche quand des cours d'eau traversent les communes et passent à proximité de bâtiments protégés. Il est difficile d'avoir une approche globale, dès lors que les services instructeurs se fondent sur des approches sectorielles.

**M. Jean-Louis Bal, président du syndicat des énergies renouvelables.** Je vous prie de m'excuser d'être arrivé si tard.

Je ne me prononcerai pas sur la question de l'ouverture à la concurrence du secteur de l'hydroélectricité. J'estime cependant nécessaire que cette question soit tranchée rapidement car, dans l'expectative, les concessionnaires n'investissent pas.

Parmi les énergies renouvelables, l'hydroélectricité est la plus précieuse. De par la flexibilité qu'elle offre, elle est le socle de notre stratégie de développement. Nous pouvons injecter de grandes puissances en quelques minutes. Même les petites centrales sont modulables et peuvent apporter, localement, des solutions de flexibilité à des problèmes de saturation de réseau ou de variations des autres énergies renouvelables que sont l'éolien et le photovoltaïque.

On a tendance à opposer hydroélectricité et biodiversité. Or, depuis une trentaine d'années, les hydroélectriciens ont accompli d'énormes progrès, qui ne sont pas reconnus. Les investissements sont parfois lourds : une passe à poissons coûte cher, n'apporte rien en termes de production d'électricité et est soumise à la fiscalité locale. Nous avons réfléchi à une série de recommandations pour alléger celle-ci, notamment pour la part environnementale des investissements.

Le solaire peut revêtir une grande pertinence dans le nord, mais il faut bien reconnaître que, dans le cadre d'un appel d'offres, les projets, malgré quelques exceptions, se situent majoritairement dans le sud de la France. J'ai pris connaissance la semaine dernière du résultat du dernier appel d'offres sur le photovoltaïque en Allemagne, où le mégawatt-heure s'affiche à 46 euros alors qu'en France, y compris dans le sud, les tarifs sont supérieurs.

En raison de la méthode des appels d'offres, nous allons rapidement être confrontés à un problème de foncier dans le sud de la France si nous ne voulons pas toucher aux terres agricoles. Il faut penser au foncier que représentent les terres dégradées des anciens sites industriels. Une piste de réflexion – il ne s'agit pas d'une prise de position – consisterait à lancer des appels d'offres régionalisés sur ces sites dégradés, sachant que les friches industrielles, pour l'essentiel, se situent dans le nord de la France.

Par ailleurs, une trop forte concentration du solaire dans le sud de la France conduirait à des problèmes de saturation locale de notre système électrique. La forme actuelle des appels d'offres poussera à la concentration de l'éolien dans les Hauts-de-France et du solaire dans la bande méridionale. Le système électrique ne serait pas équilibré. C'est pourquoi il faut réfléchir à une diversification géographique du solaire, et peut-être aussi de l'éolien.

Concernant l'éolien, oui, nous sommes en retard, mais par rapport à quoi ? Si l'on se réfère aux objectifs de la précédente PPE qui fixait les objectifs pour 2018 et 2023, nous sommes légèrement en retard sur la trajectoire la plus basse, mais nous constatons une très bonne dynamique. L'éolien se porte assez bien. L'acceptabilité est bien meilleure que l'on ne pense, même si des associations anti-éoliennes nous opposent une stratégie de recours systématique, à trois niveaux de juridiction. C'est ainsi que des projets mettent sept ou huit ans à éclore, parfois davantage. Sébastien Lecornu, à l'époque secrétaire d'État à la transition écologique et solidaire, avait mis en place un groupe de travail pour simplifier le cadre de l'éolien. L'une des mesures retenues consistait à supprimer l'un des trois niveaux de juridiction, afin de gagner un an et demi.

Par ailleurs, nous rencontrons un problème ponctuel s'agissant de l'éolien principalement, mais aussi de toutes les installations qui réclament une autorisation, suite à la disparition, en décembre dernier, de l'autorité environnementale, qui devrait être remplacée. Nous attendons le décret avec impatience car, depuis lors, plus aucun projet n'est instruit, qu'il s'agisse de l'éolien, du photovoltaïque ou de la méthanisation quand elle exige des autorisations.

**M. Fabien Choné.** Je répondrai sur l'hydroélectricité, grande et petite, et sur la PPE.

La grande hydroélectricité manque de visibilité. Cela fait maintenant huit ans qu'on nous promet le renouvellement des concessions en concurrence, mais il y a toujours de bonnes raisons de ne pas le faire. On nous fait valoir qu'il ne faut pas brader la rente hydroélectrique de la nation à des opérateurs privés. Or, c'est exactement l'inverse dans la mesure où la concurrence est vive et où un système de redevance permet à la collectivité de récupérer l'avantage de la production hydroélectrique par rapport au reste du marché.

On nous oppose aussi le risque de « casse sociale » pour les employés des concessions hydroélectriques, ce qui est également faux puisqu'il est prévu de les reprendre sous le statut actuel.

On évoque également des problèmes de sûreté. Mais, comme le disait Jean-Louis Bal, nous sommes dans une situation où il ne se passe rien, où il n'y a plus aucun investissement parce que le concessionnaire sortant ne sait pas ce qu'il doit ni ce qu'il peut faire, ni comment il sera traité. Il faut renouveler d'urgence les concessions afin d'établir les cahiers des charges et les nouvelles règles de sûreté applicables aux futurs concessionnaires, qui pourront ainsi investir.

On nous parle enfin de confrontation entre les usages de l'eau. Cette question n'est pas propre à la petite hydroélectricité : elle vaut aussi pour la grande hydroélectricité. Remettre les concessions en concurrence permet de toiletter les cahiers des charges qui, pour certains d'entre eux, datent de plusieurs dizaines d'années, voire de plus d'un demi-siècle ! L'occasion est offerte de tout remettre à plat et d'établir les règles permettant de gérer les concessions de manière optimale pour la collectivité. Il est faux de prétendre que cela augmentera les tarifs réglementés de vente, car ils ne sont pas du tout construits sur cette base.



Bref, un tas de fausses vérités, voire de mensonges, sont énoncés autour du règlement des concessions hydroélectriques, ce qui est dommage, car on sait par ailleurs qu'il existe un vrai potentiel d'augmentation du productible de certaines concessions. Aussi, il nous paraît urgent de procéder à ce renouvellement, d'autant que les concessions hydroélectriques ont toujours été en France – c'est également vrai en Europe – une filière cruciale pour la sécurité d'approvisionnement, d'une part, et la sûreté du système, d'autre part, dans la mesure où il s'agit de moyens de production très flexibles, ce qui est d'autant plus important, dans le cadre de la transition énergétique, que nous aurons de moins en moins de moyens de production flexibles. J'ai évoqué précédemment l'importance des cycles combinés gaz, mais les concessions électriques resteront évidemment essentielles à l'équilibre du système électrique, de même que devront être développés d'autres éléments de flexibilité, notamment en aval.

En tout cas, une chose est certaine : les opérateurs, notamment Direct Énergie qui vise 15 % de parts de marché à l'horizon 2023, ne peuvent passer outre cette filière pour équilibrer leur portefeuille, et l'objectif précité mérite, tout autant que les autres consommateurs, de bénéficier de ces moyens de production extrêmement flexibles.

Sur cette question du renouvellement des concessions, le dernier argument opposé est celui de la sécurité d'approvisionnement et de la sûreté du système. De ce point de vue, nous sommes favorables à ce que l'on ajoute aux critères économique, environnemental et de productible envisagés, le quatrième critère qu'a proposé l'Autorité de la concurrence dans un avis de 2014, est qui est la stratégie de développement de l'acteur sur le marché français, tant dans le domaine de la production que de la commercialisation. C'est l'option retenue par la France pour la filière éolienne *offshore* : le critère de sélection des opérateurs était leur volonté de développer la filière sur le sol français. Il est logique d'attribuer les capacités de production indispensables à notre système électrique aux opérateurs qui cherchent à se développer sur notre marché. Qu'ils soient étrangers ou français, publics ou privés, n'est pas la question. La concurrence doit bénéficier *in fine* au consommateur.

Direct Énergie, *via* sa filiale Quadran, est également présent dans le secteur de la petite hydroélectricité. Nous comptons une dizaine d'installations qui représentent une dizaine de mégawatts ; cinq sont en cours de développement. Nous avons, par ailleurs, gagné deux appels d'offres lancés par Voies navigables de France (VNF) pour équiper les écluses de petits moyens de production. Mais ce développement est contrarié par les conflits entre les différents usages de l'eau, car l'on constate qu'en pareil cas le dernier intérêt à « arriver sur la pile » est celui qui a le moins de chance d'être retenu : il est bien plus facile, en France, de geler un projet que d'en lancer de nouveaux. Les intérêts préexistants ont en général plus de facilités acquises, notamment par la succession d'un grand nombre de contentieux qui ont fait jurisprudence et qui contribuent, sinon à arrêter les projets, en tout cas à les ralentir fortement. C'est bien dommage, car la transition énergétique n'a pas besoin d'être ralentie, mais au contraire accélérée.

En tant qu'acteur industriel, j'estime très important que la PPE distingue les filières les unes des autres – le photovoltaïque au sol du photovoltaïque en toiture, l'effacement diffus de l'effacement industriel – en leur fixant des objectifs et des trajectoires qui soient cohérents avec les enjeux de la transition énergétique et de la lutte contre le réchauffement climatique. Or, de ce point de vue, des inquiétudes persistent. L'un des exemples qui ont été cités est celui de la trajectoire d'autonomie de la production dans les zones insulaires, aujourd'hui très éloignée de l'objectif de 2030. S'il faut des objectifs ambitieux, il vaut aussi une mise en œuvre qui corresponde aux trajectoires.

**M. Joël Pédessac.** S'agissant de la PPE, mon message était clair sur le fioul GPL, mais les discussions que nous avons pu avoir l'ont été moins. En zone de non-distribution de gaz naturel, la substitution du fioul se fait par des pompes à chaleur. Cent mille pompes à chaleur équivalent à une tranche de centrale nucléaire de 1 320 mégawatts. Ces systèmes de pompes à chaleur, qui ont des vertus par ailleurs, présentent toutefois des limites, liées à celles du système électrique lui-même, à sa capacité à délivrer de la puissance pendant les périodes de pointe. Je souhaite mettre l'accent sur ce point. La substitution du fioul peut passer par le gaz, qu'il soit naturel ou GPL. La durée de vie d'une chaudière est de l'ordre de quinze ans. Dans quinze ans, peut-être le gaz renouvelable sera-t-il beaucoup plus facile et moins coûteux à produire qu'aujourd'hui. Il ne faut pas obérer les chances futures du bio-méthane ou du bio-GPL. Évitions des choix qui nous enferment dans un système dont nous ne maîtrisons pas aujourd'hui toutes les implications.

**M. Bruno Duvergé, rapporteur.** Vous dites que nous sommes en léger retard dans le domaine de l'éolien. N'avez-vous pas constaté des différences entre régions ? La saturation gagne les Hauts-de-France et nous commençons à rencontrer des résistances là où le principe était bien accepté par les populations. Les maires s'étaient emparés de la question et, malgré les recettes fiscales apportées aux communautés de communes ou aux communes par l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseau (IFER), les populations résistent. Ne faudrait-il pas, contrairement au solaire, régionaliser l'éolien et rééquilibrer son implantation ?

**Mme Nicole Trisse.** Les politiques s'en mêlent, me semble-t-il, puisque le président du conseil régional des Hauts-de-France a déclaré que la région était saturée en éoliennes et qu'elles ne créaient pas d'emplois. Je suis confrontée à une problématique similaire dans le nord-est de la France. Les éoliennes ont tenté de nombreuses communes, mais on ne peut les implanter partout en raison de la présence, par exemple, de couloirs militaires. Ces facteurs ont dû être intégrés aux études environnementales, ce qui a amené à freiner quelques projets.

Par ailleurs, vous avez raison, des associations « anti-éoliennes » expliquent que le démantèlement des éoliennes coûtera cher aux particuliers chez qui elles sont implantées et que l'on ne peut pas récupérer les pales.

Je souhaite vous interroger sur le compteur Linky. Je ne reviens pas sur les raisons pour lesquelles le dossier s'est enflammé après que des magazines comme *Que choisir* se sont emparés du dossier. Comment allez-vous procéder pour apaiser les esprits ? Nombre de communes sont vent debout contre Linky. Bien des consommateurs ne voient pas d'intérêt à son installation. Ils considèrent être fichés bien plus qu'ils ne se sentent acteurs de leur consommation. De quelle façon allez-vous influencer sur la communication ? Je n'émet pas d'avis, je suis ici pour écouter.

**Mme Véronique Riotton, présidente.** Des polémiques ont en effet porté sur le compteur Linky. Aujourd'hui, les questionnements ont trait à son rapport coût-avantages. Pouvez-vous nous livrer quelques indications sur le coût de l'installation ? Par ailleurs, vous avez évoqué la nécessité d'adapter la législation sur les données. Pourriez-vous préciser en quoi consisteraient ces adaptations qui permettraient de progresser ?

Nous avons le sentiment que Linky est une réponse positive en vue d'une meilleure consommation, mais que l'on s'y prend mal, à divers égards, et qu'il devient un frein. Quelles sont, de votre point de vue, les modes d'explication et de communication à développer ?

**M. Adrien Morenas.** Enedis, en charge du projet Linky, n'est pas présent aujourd'hui. Je le précise car ce sont ses concurrents qui vont nous répondre... Pouvez-vous nous expliquer le fonctionnement « par plaques » de ce compteur ?

**M. Fabien Choné.** Le compteur Linky est un projet lancé par le distributeur Enedis, qui n'en est d'ailleurs pas le seul distributeur en France, même si c'est lui qui couvre 95 % de la population. Le projet, d'un coût de 5 ou 6 milliards d'euros environ, trouve sa rentabilité de deux façons au moins. Au niveau de l'exploitation du réseau de distribution, d'abord, en réduisant les pertes non techniques et les inconvénients associés aux coupures, du fait que Linky détecte plus rapidement les zones où se situent celles-ci. Au niveau du relevé de consommation, ensuite, en supprimant le coût que représente le déplacement, deux fois par an, d'une équipe d'agents releveurs.

La rentabilité du projet – démontrée par les études réalisées avant la décision de lancer celui-ci à la fin de l'année 2000 – est également liée aux avantages attendus du point de vue du consommateur dans sa relation avec le fournisseur. Le premier de ces avantages est la fiabilisation des factures. Les statistiques du médiateur révèlent en effet que près de la moitié des réclamations qui remontent jusqu'au médiateur et qui ne trouvent pas de solution portent sur les estimations de consommation et les factures associées à ces estimations, du fait de l'absence d'informations précises et régulières sur la consommation des clients. Il est très important de souligner ce point, car il n'est pas aisé de chiffrer le coût du mécontentement d'un client qui réclame auprès du médiateur.

Grâce à une meilleure connaissance de la consommation du client, nous serons en mesure de lui proposer des offres et des services innovants lui permettant de consommer à la fois moins et mieux au regard des enjeux de la transition énergétique, notamment du caractère intermittent des énergies renouvelables. Aujourd'hui, faute de cette connaissance, nous faisons ce que nous pouvons. Direct Énergie, par exemple, propose une nouvelle offre « Les heures super creuses » : entre 2 heures et 6 heures du matin, le consommateur équipé du compteur Linky et ayant choisi cette option paie moitié prix, et peut ainsi déplacer la consommation de son chauffe-eau vers cette plage horaire. Il y a, dans cette offre, huit heures creuses – mais quatre suffisent pour un chauffe-eau – pendant lesquelles les prix sont bien moins élevés que le reste de la journée et de la nuit. Il existe même des plages horaires pendant lesquelles les prix sont négatifs.

Outre l'intérêt financier pour le consommateur, cela l'incite à choisir d'autres modes de consommation « intelligents », comme le chauffage à inertie, consistant à remplir des radiateurs dont la chaleur se diffuserait le reste de la journée. On éviterait ainsi de chauffer aux heures de pointe, ce qui pose, par grand froid, un problème de sécurité d'approvisionnement. Nous pensons également à la recharge des véhicules électriques.

Ce type d'offres, rendues possibles par le compteur Linky, permet d'orienter le consommateur vers des choix pertinents au regard de son intérêt personnel comme des enjeux de la transition énergétique. Mais, pour cela, encore faut-il connaître sa consommation horaire infrajournalière, actuellement relevée auprès d'un très faible nombre de consommateurs compte tenu du rythme auquel sont déployés les compteurs.

Nous sommes confrontés, vous avez raison de le souligner, à une forme de paradoxe, que la Cour des comptes souligne d'ailleurs dans son rapport annuel. D'une part, on ne récupère que 3 % des informations précises de consommation des clients équipés de Linky. Autant la polémique initiale sur les ondes est à peu près terminée, autant celle sur

l'exploitation des données de consommation alimente une forte opposition. Il y a quasiment en France autant d'opposants que de personnes auprès desquelles nous récupérons les informations !

Je ne néglige en aucune façon le caractère sensible de ces données, mais il ne correspond en rien aux fantasmes qu'on entend à droite et à gauche, notamment chez les opposants à Linky. La connaissance de la consommation horaire ne permet pas de savoir à quelle heure l'utilisateur prend sa douche, étant donné que le chauffe-eau fonctionne en heures creuses et non quand la personne prend sa douche et que, si le foyer compte plusieurs personnes, on ne saura pas non plus qui utilise quoi.

Les données enregistrées par le compteur ont vocation à être transmises à Enedis, un opérateur public, jouissant d'un monopole local. Il ne s'agit pas d'une société privée californienne ! Enedis a des obligations très strictes en matière de sécurisation des informations, quelle que soit la nature de l'information, qu'il s'agisse de données de consommation annuelle, mensuelle, quotidienne ou horaire. Pour que ces données soient enregistrées et qu'elles existent, il est impératif que le client ait donné son autorisation expresse.

Selon nous, le meilleur compromis entre les enjeux de la transition énergétique et ceux de la protection des données – que, encore une fois, je ne néglige pas – est que l'autorisation expresse soit donnée par le client pour que Enedis transmette les données à un tiers. Le retour d'expérience démontre que si personne ne demande au client cette autorisation expresse, il ne fait pas la démarche lui-même, de sorte que les données n'existent pas. En voulant protéger le client, on le protège trop, à tel point qu'il est lui-même privé de ses propres données. En d'autres termes, les données de consommation sont la propriété du client, mais les modalités de déploiement mises en place le privent de sa propriété.

Dans deux ans, le jour où un client s'interrogera sur l'intérêt du compteur et se renseignera sur internet, il comprendra que le compteur sert à obtenir des informations précises pour optimiser sa consommation et bénéficier éventuellement de services contribuant à la transition énergétique. Mais, dans la mesure où, deux ans avant, il n'aura pas demandé le relèvement de ses données, on ne pourra rien lui proposer, si ce n'est de lancer le processus pour obtenir – deux ou trois ans plus tard – un historique précis de sa consommation. C'est très regrettable, car l'enjeu n'est pas l'enregistrement des données, mais leur utilisation.

Pour résoudre cette situation paradoxale, nous proposons de donner un droit d'opposition aux clients qui refusent Linky. Il faut toutefois qu'ils sachent que des coûts sont associés à cette opposition, notamment celui du relevé manuel des compteurs. Ceux qui ont le compteur bénéficient d'avantages économiques, ceux qui le refusent payent plus cher. C'est un premier élément qui devrait faire réfléchir les consommateurs.

Il convient en outre d'informer les bénéficiaires du compteur que leurs données seront enregistrées, protégées, et qu'elles seront à leur disposition. Ils pourront mandater n'importe quel tiers pour les récupérer et nous pourrions leur proposer des offres ou des services. Cette solution permettrait de sortir de l'impasse actuelle.

On reproche à Enedis un défaut de communication et on l'incite à communiquer davantage sur Linky. Je ne sais comment on peut faire comprendre aux consommateurs les règles de consentement qui lui sont demandées en matière de gestion des données.

Aujourd'hui, le consommateur n'a pas le droit de s'opposer à ce que l'on enregistre sa consommation mensuelle ou annuelle pour la transmettre au fournisseur. En revanche, il faut qu'il donne son autorisation expresse si nous voulons les transmettre à un tiers. Pour les données journalières, il n'a pas le droit de s'y opposer auprès du distributeur Enedis. En revanche, il doit donner son autorisation expresse pour qu'elles soient transmises au fournisseur ou à n'importe quel autre tiers. Pour les données horaires, il a le droit de s'opposer à leur enregistrement dans le compteur – car, par défaut, elles sont enregistrées. En revanche, il faut qu'il donne son autorisation expresse pour que les données soient transmises au distributeur ou au fournisseur. On distingue donc trois niveaux de collecte, à savoir le compteur, le distributeur, le fournisseur – les tiers étant traités, étrangement d'ailleurs, de la même manière que ce dernier – et trois niveaux d'information : les données horaires, journalières et mensuelles.

Je ne sais pas si vous avez compris ce que je viens de dire, mais moi, j'ai déjà du mal à m'en souvenir ! (*Sourires.*) Je ne vois pas comment on peut reprocher à Enedis le défaut de sa communication auprès du consommateur moyen... Il faut simplifier les règles et informer le consommateur qu'il peut s'opposer mais qu'une fois le compteur installé, les données sur sa consommation seront enregistrées à son profit et transmises à qui de droit quand lui-même le demandera.

C'est important pour le développement des services associés, mais aussi pour les collectivités. Aujourd'hui, en effet, des règles d'*open data* sont mises en œuvre par les collectivités, mais pas seulement par elles, afin de récupérer des données agrégées. À l'heure actuelle, seules 3 % des consommations sont enregistrées ; même agrégées, ces données ne fournissent que très peu d'informations.

Pour l'heure, les consommateurs sont privés de leurs données, les collectivités sont privées des données agrégées, et tous les opérateurs qui proposent des offres de fournitures ou de services sont pénalisés. Une fois encore, il peut aussi y avoir des tiers, qui ne sont pas toujours des fournisseurs.

Il convient donc de sortir de cette impasse. À cet égard, nous proposons d'opérer une dichotomie entre les usagers qui acceptent Linky et ceux qui le refusent.

**M. Jean-Louis Bal.** Le développement de l'éolien est très inégal selon les régions. Les développeurs ont lancé leurs premiers projets dans les régions les plus ventées, comme l'Aude et le sud de la France en général. Ils sont très rapidement remontés vers le nord en raison de problèmes d'insertion dans le paysage. Les Hauts-de-France et le Grand-Est sont les régions où est concentré le plus grand nombre de fermes éoliennes. Nous ressentons un phénomène de saturation, accentué par le balisage clignotant des éoliennes, très dérangeant pour les populations riveraines.

Dans le groupe de travail mis sur pied par M. Lecornu, nous avons demandé que le balisage clignotant soit remplacé par un balisage fixe. Nous avons à moitié obtenu satisfaction : une partie du balisage demeurera clignotant. Encore faudra-t-il que la décision soit mise en œuvre car, pour l'heure, rien n'a changé.

Les opérateurs sont capables d'adapter leur stratégie. Je pense qu'il sera de plus en plus difficile d'obtenir des autorisations dans les Hauts-de-France. Les progrès technologiques permettant aujourd'hui d'installer des éoliennes dans des régions moins ventées, de nouveaux

gisements sont exploitables. Je me rends souvent en Bourgogne, où les parcs éoliens, qui ne s'étaient pas développés jusqu'à maintenant, se multiplient assez rapidement.

Nous assistons donc à la diversification des stratégies des opérateurs de l'éolien qui veillent à ne pas accentuer la saturation, là où elle est palpable.

Les emplois dans le secteur de l'éolien sont une réalité, y compris dans l'industrie. L'ADEME a identifié 13 000 emplois directs – le double si nous comptons les emplois indirects –, dont 1 500 dans les Hauts-de-France. Je pense à une usine de mâts d'éoliennes à côté de Compiègne.

Votre dernière question portait sur le démantèlement des éoliennes en fin de contrat. La France n'a encore que très peu d'expérience, puisque les premiers contrats de quinze ans ont été signés au début des années 2000. Les premières expériences de démantèlement commencent. La quasi-totalité des matériaux sont recyclables, mais pas nécessairement recyclés. Certains types d'éoliennes contiennent des métaux rares, comme le néodyme pour celles qui utilisent des aimants permanents. Je connais une grande éolienne dont les 800 kilos de néodyme ne sont toujours pas récupérés parce que ce métal dit rare ne l'est pas tant que cela et que les cours sont si bas aujourd'hui qu'il n'y a aucun intérêt à le récupérer. Les aimants permanents des éoliennes aujourd'hui démantelées sont donc stockés en attendant que les cours remontent. Mais le démantèlement peut aboutir à un taux de recyclage de 98 % des matériaux d'une éolienne.

**Mme Nicole Trisse.** J'ai eu l'occasion de lire une proposition de démantèlement d'éolienne. Le coût est très élevé, et la personne qui a vendu l'éolienne a dû participer financièrement au démantèlement. J'évoque là le cas de particuliers qui ont deux ou trois éoliennes dans leur jardin et qui, au bout de vingt ans, revendent la maison. Entre les contrats proposés et la réalité, peut-être conviendra-t-il d'apporter des modifications.

**M. Jean-Louis Bal.** Dans leur contrat d'achat par EDF, les opérateurs ont l'obligation de constituer une provision financière de 50 000 euros par mégawatt en prévision du démantèlement. Je rappelle que nous avons très peu de retours d'expérience, puisque peu d'éoliennes ont été démantelées et que celles qui l'ont été l'ont été non pas parce qu'elles étaient en fin de vie, mais parce que le contrat avec EDF prenait fin. Par ailleurs, les progrès technologiques ont été tels en quinze ans, qu'il est préférable de remplacer les anciennes éoliennes par de nouvelles, même si elles sont encore en bon état de fonctionnement.

**Mme Véronique Riotton, présidente.** Monsieur Pédessac, vous avez indiqué que les véhicules roulant au gaz étaient peu chers. Dès lors, pourquoi ne reçoivent-ils pas un meilleur accueil des consommateurs ?

Dans le secteur du bâtiment, quel est votre avis sur le stockage des énergies renouvelables ? Dans la mesure où la production n'est pas continue, que pensez-vous du stockage pour piloter à la fois la production et la consommation ?

**M. Joël Pédessac.** C'est une question à laquelle il est difficile de répondre. Je prendrai l'exemple de deux pays voisins dont le contexte est à peu près similaire et qui se sont fixé des objectifs de réduction de gaz à effet de serre et de pollution. En Italie, chaque année, il se vend 200 000 véhicules roulant au gaz, 108 000 véhicules roulant au GPL et 100 000 véhicules fonctionnant au GNV. Ces voitures sont construites par les mêmes constructeurs

présents en France où 50 000 véhicules GNV de particuliers ont été vendus, et 800 véhicules GPL.

Les consommateurs sont-ils très différents en Italie et en France ? Peut-être. Je n'ai pas vraiment la réponse.

Le Mondial de l'automobile s'est terminé il y a dix jours. L'augmentation des prix des carburants nous a montré, à nous qui étions exposants sur le même stand que les représentants du GNV, que les particuliers recherchent des solutions pour échapper à la montée des prix du gazole et de l'essence. Quand ils viennent nous voir, ils découvrent que le GPL est une solution réaliste. Nous pensons, nous, que c'est une bonne solution, mais pas forcément pour tous les Français. L'efficacité est fonction du type d'usage.

Nous assistons donc à une prise de conscience, et les constructeurs cherchent des solutions pour compenser la baisse des ventes de véhicules diesel. Je pense à Renault, qui exposait sur son stand des véhicules gaz et GPL, qui sont une alternative au diesel, à côté de véhicules roulant à l'électricité, qui est l'enjeu stratégique majeur des constructeurs. Il n'en reste pas moins que le GPL est pour eux une façon de répondre à des clients qui cherchent des alternatives. Un véhicule GPL ou gaz bénéficie d'une vignette « critère 1 », quelle que soit l'année de l'immatriculation. Un véhicule vieux de dix ans qui roule au gaz, au GPL ou au GNV conserve le critère 1. Étant donné que, dans les métropoles qui imposeront des zones de circulation restreinte, certaines catégories de véhicules seront interdites, le véhicule au gaz peut être une solution à moindre coût pour les gens qui ont besoin de se déplacer en voiture.

**M. Bruno Duvergé, rapporteur.** Il y a quelques années, nous avons connu un démarrage du GPL. Pourquoi a-t-on assisté à un revirement ?

**M. Joël Pédessac.** Jusqu'à il y a trois ans, 80 % des véhicules neufs roulaient au diesel. Nous pourrions dire : le diesel m'a tué !

En Italie, le diesel et l'essence sont au même prix, il n'y a pas d'écart de fiscalité entre le diesel et l'essence. Le pays ne connaît pas une aussi forte diésélisation que la France.

**M. Adrien Morenas.** Je vous livre un retour d'expérience qui peut être intéressant pour comprendre l'échec du GPL et la conversion au bioéthanol. Les acquéreurs d'une voiture neuve qui fonctionne au bioéthanol ne bénéficient pas d'une prime de conversion et, si jamais ils convertissent leur véhicule, ils perdent la garantie. Il en allait de même à l'époque du lancement du GPL. En installant le GPL, on perdait la garantie puisque les constructeurs n'installaient pas le GPL sur leurs véhicules.

**M. Joël Pédessac.** Nous parlons de véhicules neufs, même si la conversion est possible. Nous axons l'essentiel du potentiel de développement sur la vente de véhicules neufs.

Seize millions de véhicules à essence peuvent être transformés en véhicules à gaz ; ils émettront 20 % de CO<sub>2</sub> en moins, du fait d'une différence physique entre le pétrole et le gaz. Bien sûr, des questions de garantie se posent. En 2008, le bonus écologique avait été mis en place sous le ministère Borloo. Le bonus était assez élevé, trop élevé, selon moi. Deux mille euros étaient accordés pour acquérir des véhicules roulant au GPL. Il s'est vendu 100 000 véhicules GPL en deux ans. Autrement dit, si les constructeurs font du marketing et ont un intérêt à vendre ce type de véhicule, ils le feront. Jusqu'à présent, ils n'y avaient pas forcément

intérêt car un véhicule diesel se vendait plus cher qu'un véhicule GPL. Si l'on raisonne en marge brute, il est plus intéressant pour le constructeur de vendre des véhicules diesel que des véhicules au gaz ou des véhicules à essence. Aujourd'hui, la demande de véhicules diesel ne cesse de diminuer, obligeant les constructeurs à trouver des solutions : l'électrique, les hybrides, le gaz.

**M. Jean-Louis Bal.** Le modèle économique du stockage dans une habitation est encore très loin d'être acceptable en France. En Allemagne, on compte aujourd'hui à peu près 100 000 installations photovoltaïques en autoconsommation avec stockage, mais le prix de l'électricité est à peu près deux fois plus élevé en Allemagne qu'en France. Il n'en reste pas moins que ce modèle arrivera en France.

Il y a cinq ans, l'investissement dans une batterie représentait à peu près 1 000 euros par kilowattheure stocké, contre 200 euros début 2018. En cinq ans, le prix a été divisé par cinq. Les études menées par le département de recherche et développement d'EDF sur le système électrique français accordent une justification économique au stockage dès lors que l'on atteint 100 euros par mégawattheure. Nous devons encore diviser par deux le coût du stockage, ce à quoi nous allons parvenir, aidés en cela par le développement de la voiture électrique. Les travaux de recherche et développement sur de nouveaux matériaux pour les batteries et les effets d'échelle sont effectivement très dynamiques. Si ce n'est pas encore perceptible aujourd'hui, ce le sera rapidement demain.

**M. Fabien Choné.** Direct Énergie vient de lancer une offre d'autoconsommation auprès de ses clients, malgré la contrainte de devoir, au moins dans un premier temps, les faire signer cette offre avec EDF, ce qui nous perturbe.

Une option de stockage est possible, dont nous savons pertinemment qu'elle n'intéressera qu'assez peu de clients car sa rentabilité repose sur une forte consommation. De fait, la rentabilité du stockage dans les bâtiments, notamment résidentiels, est très problématique en France. C'est d'ailleurs l'une des raisons pour lesquelles nous travaillons sur un autre type de stockage chez les particuliers, à partir de la batterie de leurs véhicules électriques. Il offre la possibilité à une batterie électrique de faire du *vehicle to home*, voire du *vehicle to grid*, donc de répondre à des besoins du système électrique à partir de la batterie d'un véhicule qui reste 80 % du temps au garage.

À la suite de Jean-Louis Bal, je dirai que, depuis la loi relative à la transition énergétique, le tarif réglementé ne couvre pas la totalité des coûts de l'opérateur historique ; en particulier, il ne garantit pas la rémunération des capitaux investis. Cela aboutit à un tarif réglementé artificiellement bas, qui ne crée que de mauvaises incitations : chez le consommateur en termes d'investissement dans l'efficacité énergétique, chez les opérateurs en termes d'investissements dans l'innovation. *In fine*, c'est tout aussi mauvais pour EDF qui se retrouve dans une situation financière très désagréable. Le contribuable compense la différence et paye une partie des factures des consommateurs, en totale contradiction avec les enjeux de la transition énergétique. Il en est ainsi depuis la loi de 2015, ce qui est vraiment regrettable.

**Mme Véronique Riotton, présidente.** Mesdames, messieurs, je vous remercie.

Je trouve très agréable cette formule de table ronde. Fonctionner par thématique et obtenir la richesse de vos regards croisés est très intéressant. Il convient selon moi de



rechercher cette formule, qui ne pourra qu'attirer nos collègues à assister aux travaux de la mission.

*La séance est levée à dix-neuf heures cinq.*



**Membres présents ou excusés**

**Mission d'information relative aux freins à la transition énergétique**

Réunion du mercredi 24 octobre 2018 à 17 heures

*Présents.* - Mme Anne-France Brunet, M. Bruno Duvergé, M. Adrien Morenas, Mme Mathilde Panot, Mme Véronique Riotton, Mme Nathalie Sarles, M. Hubert Wulfranc

*Excusé.* - M. Christophe Bouillon