

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**

– Audition, ouverte à la presse, de M. Jean-François Carencu, président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), accompagné de M. Dominique Jamme, directeur général adjoint, M. Julien Janes, directeur adjoint à la direction du développement des marchés et de la transition énergétique et de Mme Olivia Fritzinger, chargée des relations institutionnelles 2

Jeudi

4 avril 2019

Séance de 9 heures

Compte rendu n° 8

SESSION ORDINAIRE DE 2018-2019

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



La séance est ouverte à neuf heures.

M. le président Julien Aubert. Nous accueillons aujourd'hui M. Jean-François Carencu, président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), accompagné de M. Dominique Jamme, directeur général adjoint, de M. Julien Janes, directeur adjoint du développement des marchés et de la transition énergétique, et de Mme Olivia Fritzing, chargée des relations institutionnelles.

Notre commission d'enquête se devait d'auditionner les responsables de l'autorité en charge de veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz, ouverts à la concurrence depuis 2007, dans un cadre régulé.

Même si la date en a été fixée bien à l'avance, cette audition paraît d'autant plus opportune qu'elle intervient alors que la délibération de la CRE, en date du 7 février, fait l'actualité : il est proposé au Gouvernement d'augmenter de 5,9 % les tarifs réglementés de l'électricité, et ce, avant le mois de juin.

La hausse proposée serait lourde de conséquences, puisqu'elle concernerait plus de 25 millions de foyers, dans un climat social marqué par les problèmes de pouvoir d'achat, et qu'elle poserait une nouvelle fois la question de l'acceptabilité des politiques de transition énergétique, au centre des réflexions de cette commission d'enquête. En dépit d'une certaine confusion au niveau gouvernemental, il semble « acté » que cette augmentation surviendra « pendant l'été », selon le propos de François de Rugy, et qu'elle tiendra compte de l'évaluation de la CRE.

Monsieur le président, monsieur le directeur général adjoint, vous voudrez bien nous rappeler dans quel cadre juridique et selon quelle méthodologie vos travaux aboutissent à préconiser une telle augmentation. Plus précisément, en quoi l'émergence des énergies renouvelables – EnR – a-t-elle des effets haussiers sur les prix de l'électricité ?

L'Autorité de la concurrence, que nous auditionnerons ce matin, a exprimé dans son avis du 27 mars son désaccord avec vos méthodes de calcul. Vos conceptions sur la nature et le rôle du dispositif de l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) paraissent peu compatibles.

L'ARENH permet aux fournisseurs alternatifs d'obtenir auprès d'EDF des volumes d'électricité à des prix garantis qui, dans certaines situations de marché, sont particulièrement avantageux.

Ce désaccord était déjà perceptible dans un précédent avis de l'Autorité de la concurrence, en date du 21 janvier, relatif à un projet de décret réformant l'ARENH. Il y est reproché à la CRE de faire la « part belle » aux fournisseurs alternatifs – dont nous entendrons les représentants cet après-midi – et de ne pas restituer aux petits consommateurs les bénéfices d'un parc nucléaire historique compétitif. La transition énergétique actuelle prévoyant la diminution progressive de ce parc, nous entendrons avec intérêt vos projections et nous ne doutons pas que vous saurez trouver devant notre commission les arguments pour répondre à ces critiques.

Nous vous interrogerons aussi sur le fonctionnement du marché du gaz, qui n'est pas régi par un dispositif semblable à l'ARENH. Les nouvelles sont parfois bonnes : une baisse de

1,9 % des tarifs de vente réglementée, qui concerne 4 millions de clients, est survenue le 1^{er} avril.

Nous ne pourrions pas faire ce matin le tour de tous les sujets sur lesquels travaille la CRE au titre de la transition énergétique. Toutefois, nous aimerions connaître les motifs qui ont conduit la CRE à engager un audit du système des certificats d'économie d'énergie (CEE), dont le coût pèse de plus en plus sur la facture des ménages. De son côté, l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) se lance, plutôt tardivement, dans un « *bilan approfondi et factuel du dispositif* ». Avez-vous l'intention de vous rapprocher de l'ADEME pour ce travail indispensable ? Que pensez-vous de l'évaluation qui avait été réalisée par la Cour des comptes ?

Enfin, vous nous donnerez votre opinion sur le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) et sur la façon dont il intégrera les évolutions issues des récentes négociations sur l'éolien en mer.

Conformément aux dispositions de l'article 6 de l'ordonnance du 17 novembre 1958, je vous demande de prêter serment.

(Les personnes auditionnées prêtent successivement serment.)

Monsieur Carencó, vous avez la parole pour un exposé liminaire.

M. Jean-François Carencó, président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Merci de nous accueillir. Vous l'avez dit, la délibération de la CRE fait l'actualité. Je formulerai ainsi les choses : moi, je ne donne pas le prix du kilo de bananes ! Je m'en tiens à mon secteur et je n'empiète pas sur le terrain du voisin ; l'avis de l'Autorité de la concurrence, que je respecte en tant qu'autorité indépendante, n'avait pas été demandé, il est *ultra petita*. C'est tout ce que j'ai à dire sur cette affaire, que j'ai mal vécue. Pour moi, l'incident est clos.

Je souhaite débiter mon propos en mettant en lumière les caractéristiques du système énergétique, dans l'optique de la transition énergétique. Il est convenu que celle-ci passe par le développement des énergies renouvelables. Mais à mon sens, elle devrait passer par la baisse de la consommation, car elle seule permettrait d'éviter les « violences environnementales ».

Il ne faut pas s'y tromper : grâce au *mix* énergétique décarboné, composé principalement de nucléaire et d'hydroélectrique, nous bénéficions déjà de faibles émissions de CO₂ et d'un prix de l'électricité maîtrisé. Vous le savez, nous émettons six fois moins de CO₂ que nos voisins allemands et le prix de l'électricité pour un consommateur résidentiel moyen est de l'ordre de 180 euros par mégawattheure (MWh), contre 300 euros en Allemagne.

Le développement des énergies renouvelables (EnR) électriques ne sert donc pas à réduire les émissions de CO₂. Il faut le rappeler, car on dit beaucoup de mensonges à ce sujet, et encore récemment à la télévision. Cela n'a aucun sens et procède d'une forme de populisme idéologique. Pourtant, le développement des EnR est indispensable pour répondre à l'enjeu de la diversification. À moyen et long termes, la compétitivité relative des filières est totalement incertaine. Les EnR, le photovoltaïque et l'éolien en tête, ont réalisé d'importants gains de performance ces dix dernières années et se développent partout dans le monde, au point que

ce qui pouvait passer pour une chimère devient une option crédible pour le *mix* énergétique. Je suis convaincu que le prix à la production des énergies se situera demain dans une bande comprise entre 60 euros et 80 euros le MWh.

Dans le même temps, l'industrie nucléaire soulève la question, aujourd'hui non résolue, de la gestion des déchets et fait l'objet d'exigences environnementales croissantes de la part de la population et de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). Nous ne pouvons pas continuer à dépendre à 75 % d'une seule et même filière de production, alors que les coûts se rapprochent et que l'énergie nucléaire devrait voir ses coûts de production augmenter.

Il est donc logique de réduire progressivement la part du nucléaire pour lui substituer des EnR – qui ne produisent pas de déchets. C'est la raison pour laquelle, je suis, à titre personnel, favorable à la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui enclenche cette réduction de manière résolue et raisonnable. L'avenir ne peut pas être de produire en permanence des déchets nucléaires que nous ne savons pas traiter !

Le développement des EnR soulève des questions de coûts, de délais, de techniques, mais nous devons le faire, évidemment au meilleur coût pour la collectivité, sans sacrifier les atouts du système électrique que sont le coût à la production, la sécurité et la qualité des approvisionnements. Ce dont la CRE est comptable, me semble-t-il, c'est la garantie pour le consommateur, industriel ou domestique, du prix, de la qualité et de la sécurité.

Le développement des énergies renouvelables repose aujourd'hui encore sur le soutien des pouvoirs publics. Des erreurs de politique se sont révélées coûteuses, j'y ai moi-même participé en tant que directeur de cabinet d'un ministre. Cela a donné lieu à la bulle photovoltaïque, en 2010 notamment. Le prix du MWh était de 600 euros ; il est aujourd'hui de 48 euros. La définition d'un cadre adapté et efficace assure un meilleur usage des ressources publiques et je regrette qu'à l'époque, la CRE n'ait pas joué un rôle de garde-fou.

La CRE évalue le montant prévisionnel des charges imputables aux missions de service public, intégralement compensées par l'État, dans les conditions prévues à l'article L. 121-9 du code de l'énergie ; elle détermine le montant des reversements effectués au profit des opérateurs qui les mettent en œuvre. C'est à ce titre que la CRE participe, aux côtés de votre collègue Richard Lioger, au comité de gestion des charges publiques.

Jusqu'en 2015, c'est la contribution au service public de l'électricité (CSPE) qui permettait de compenser les charges du service public de l'électricité. Elle a fait l'objet d'une refonte et est devenue un instrument fiscal banal, un impôt comme un autre, dont le législateur fixe le montant sur proposition du ministre de l'économie et des finances – 22,5 euros par MWh. On confond souvent l'ancienne CSPE et la nouvelle CSPE.

Aux termes de la loi de finances rectificative de 2015, les charges de service public de l'énergie imputables au développement des énergies renouvelables sont désormais financées par le compte d'affectation spéciale « *Transition énergétique* » (CAs TE), qui n'est plus alimenté par la CSPE, mais par des taxes pesant sur les produits énergétiques les plus émetteurs de gaz à effet de serre, comme la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) ou la taxe intérieure sur le charbon.

La CRE est aussi chargée de mettre en œuvre la politique de soutien à la production d'électricité. À ce titre, elle émet un avis sur les arrêtés fixant les tarifs, plus élevés, de

l'énergie produite par les petites installations valorisant des déchets ménagers ou des énergies renouvelables.

Enfin, si les capacités de production ne répondent pas à la programmation, le ministre recourt à des appels d'offres. La CRE, pour des raisons qui m'échappent, n'est plus chargée de ces appels d'offres ; elle n'émet qu'un avis sur le modèle du cahier des charges, puis instruit les réponses. Ainsi, la CRE rendra son avis au début du mois de mai sur les installations éoliennes en mer au large de Dunkerque.

La CRE considère que les appels d'offres sont les vecteurs les plus efficaces pour le soutien public aux filières matures : ils permettent d'adapter le soutien public aux besoins de chaque projet et offrent aux pouvoirs publics le moyen de contrôler le rythme de développement.

Aujourd'hui, le soutien public est basé sur le système dit « marché + primes » : sur un prix de 100 euros garanti, si le marché est à 60 euros, la prime est à 40 euros ; si le marché est à 50 euros, la prime est à 50 euros. Mais si le marché est à 110 euros, alors le titulaire de l'appel d'offres doit rembourser les 10 euros. Le collège de la CRE estime que c'est le meilleur système, après appel d'offres, car il est vertueux.

Cela dit, les appels d'offres ne sont pas la panacée, car ils ne peuvent fonctionner sans concurrence. Or les appels d'offres sont programmés pour les cinq ans à venir, en indiquant tous les six mois le volume, ce qui empêche la concurrence de jouer. Je suis donc opposé à l'idée que les calendriers et les quantités soient fixés une fois pour toutes.

La part du photovoltaïque dans la consommation est de 2 %. C'est peu, et vous avez raison, monsieur le président, de mettre en regard le coût et le développement de cette EnR. Mais la croissance est rapide : au 30 septembre 2018, nous avons 8,4 gigawatts-crête installés, contre 6,8 fin 2016. La CRE estime que la filière est compétitive. Elle a recommandé que des projets de grande taille soient développés pour faire baisser les prix. Le Gouvernement va lancer des appels d'offres portant sur des installations de plus de 30 mégawatts (MW), ce qui semblait autrefois indépensable.

Il est vrai qu'il faut prendre garde à ne pas exploiter les terres agricoles. Mais il existe suffisamment de bases militaires et de terrains industriels qui offrent de grandes surfaces. Sur 100 hectares, le prix de production ne sera pas le même que sur un toit de 12 mètres carrés. Cela paraît une évidence, mais on a mis du temps à le comprendre. Le prix du MWh, sur les installations les plus vertueuses est de 48 euros, soit en dessous du nucléaire, tous coûts confondus ! La filière française est compétitive, puisque les coûts de production en Allemagne se situent entre 40 et 70 euros le MWh.

Nous devons nous interroger sur le pourquoi du comment des petites installations photovoltaïques. Leur objet n'est pas de fournir beaucoup d'électricité pour pas cher ; ce n'est pas pour autant qu'il ne fallait pas les soutenir.

Pour ce qui est de l'éolien terrestre, le dernier appel d'offres a fait émerger des projets à 65 euros le MWh, toujours dans cette bande comprise entre 60 et 80 euros le MWh. Le véritable enjeu de l'éolien terrestre, c'est le *repowering* – la reconception du parc – et le *revamping* – le remplacement des machines.

En 2021-2022, nous parviendrons au terme de la contractualisation pour les premières éoliennes. En lieu et place des mats de 1,5 MW, on peut installer des mats de 3, voire de 6 MW. Il sera donc possible de produire, sur la même surface, deux à trois fois plus d'électricité. Je plaide pour que les appels d'offres de *repowering* soient différents des appels d'offres portant sur des installations nouvelles.

Je prône aussi un retour au marché, au-delà de la période de quinze ou vingt ans prévue par le système. Il n'y a pas de raison de continuer à soutenir les éoliennes une fois qu'elles sont amorties. Il faut composer avec le *lobby* anti-éolien, assez fort en France, où l'on est souvent contre tout, mais il faut aussi mettre un terme à l'obligation d'achat. Enfin, il faut que nous parvenions à sortir de la situation inédite de blocage dans laquelle se trouve l'éolien terrestre, en l'absence d'autorité environnementale.

Sur l'éolien en mer, les appels d'offres ont été lancés en 2011 et 2013. La décision avait été prise par le Premier ministre avant 2010 – j'étais alors directeur de cabinet du ministre de l'environnement. Nous sommes en 2019 : si cela continue ainsi, nous aurons un musée des projets...

Oui, l'éolien en mer a un coût. M. Gérard Rameix, chargé de piloter les discussions, a bien travaillé et la CRE a été sollicitée. Nous avons obtenu une baisse de l'enveloppe de 25 % : d'une part, les coûts de raccordement, qui devaient être pris en charge par le titulaire du marché, seront désormais financés *via* le TURPE ; d'autre part, nous avons obtenu une diminution des prix. Cette baisse de 25 % n'est pas négligeable : le coût du MWh atteindra 150 euros, ce qui était prévu initialement. Disons la vérité, cela est dû au retard qui nous est imputable collectivement, aux atermoiements, à l'extrême complexité des procédures. Mais sur les installations au large de Dunkerque, nous avons tiré les conséquences et le coût du kilowatt sera raisonnable, ce qui en surprendra plus d'un.

Les *power purchase agreement* (PPA) – contrats d'achat à long terme entre un producteur et un utilisateur – demeurent encore embryonnaires en France. Ils doivent être développés.

Je veux évoquer avec vous le stockage. Ce n'est pas seulement un moyen de pallier l'intermittence, qui est le propre des énergies renouvelables. Son intérêt est surtout de permettre la flexibilité, absolument indispensable à notre réseau. Dans le système électrique français tel qu'il est, avec notamment beaucoup de chauffage électrique, et un excellent opérateur de transport, Réseau de transport d'électricité (RTE), que je salue au passage – la flexibilité suppose des interconnexions avec l'étranger, de l'interruptibilité, des capacités d'effacement et de stockage. La CRE rappelle cette double utilité du stockage et préconise des investissements dans ce domaine. Nous avons lancé un appel à réflexion en ce sens.

Un dernier mot sur les zones insulaires non interconnectées (ZNI), où le risque est celui de la surcapacité de production. La CRE s'investit dans les PPE et refuse de compenser les charges de service public si elles ne sont pas inscrites dans les programmations. Nous discutons fermement avec les autorités territoriales compétentes pour éviter que les PPE ne prévoient des absurdités écologiques – importer de Marseille de l'huile de palme en Guadeloupe, ou encore du bois en Guyane –, qui bien souvent conduisent à produire une électricité inutile.

M. le président Julien Aubert. Il reste un mystère que vous n'avez pas résolu. Nous sommes tous d'accord pour dire que les prix de l'électricité ont fortement augmenté ces dernières années et que le TURPE, que vous avez à peine évoqué, fait débat.

Vous avez parlé d'une baisse de 25 % sur l'éolien en mer, sans préciser qu'un cadeau avait été fait aux opérateurs : le raccordement à RTE, qui devait être à leur charge, sera financé *via* le TURPE, intégré à la facture d'électricité. Il existe donc bien un lien entre le développement des énergies électriques vertes et le prix de l'électricité.

Ce que je ne comprends pas, c'est que, lorsque l'on a ouvert le marché de l'électricité à la concurrence, les prix, au lieu de baisser comme promis, ont augmenté. Je vois trois raisons à cela : soit il existe un défaut systémique en France qui fait que la concurrence fait augmenter les prix ; soit on s'est servi du nucléaire pour tracter le développement des énergies renouvelables, et les cadeaux divers et variés finissent par provoquer une augmentation substantielle des prix de production ; soit le développement des EnR, qui sont plus chères à la production, a eu un effet massif au plan européen, et provoqué une augmentation des prix de gros.

Pourriez-vous nous expliquer comment nous en sommes arrivés là ? Alors que nous faisons face à une crise majeure et que les Français nous disent qu'ils en ont assez de payer des factures, les prix de l'électricité vont encore augmenter sensiblement. Comment l'expliquer à nos concitoyens ? Certes, la diversification énergétique est un objectif. Mais que fait-on du pouvoir d'achat ? Pouvez-vous expliquer le lien, dans la structuration des coûts, entre le prix de l'énergie verte et le prix payé par le consommateur ?

M. Jean-François Carencu. En 2017, le prix de l'électricité en France était de 169 euros le MWh pour le client ; il était de 304 euros en Allemagne et au Danemark, de 230 euros en Espagne, de 186 euros à Chypre et de 180 euros au Royaume-Uni. En 2018, le prix a augmenté partout en Europe, de 10 % en Belgique, de 3,3 % en Allemagne, de 8 % en Espagne et en Italie. Nous proposons une augmentation de 5,9 %.

Le prix de l'électricité est constitué de trois éléments : le coût de la production, le coût du transport et de la distribution, les impôts et taxes. Leurs parts respectives sont de plus en plus inégales, puisque le coût de la production pèse de moins en moins, mais que, parallèlement, le TURPE, qui finance le transport et la distribution, augmente. Cela constitue une difficulté.

Néanmoins, je continue à défendre l'idée selon laquelle il faut faire du renouvelable, parce qu'à terme on ne peut pas continuer à dépendre à 75 % du nucléaire. C'est impossible, ni les Français ni l'ASN ne le permettront.

Cette évolution va nous faire passer d'un système composé d'une centaine de lieux de production – dix-neuf sites nucléaires, quelques grands barrages, quelques grandes usines – à un autre qui en compte de centaines de milliers, voire des millions. Vous mesurez l'ampleur du défi, et c'est ce qui amène la CRE à considérer l'autoconsommation avec circonspection. Cette attitude nous est reprochée, mais rappelons que l'autoconsommation induit une importante extension des réseaux, et qu'elle repose sur une inégalité territoriale. Il fait beau dans le Sud, cela ne doit pas dispenser de payer les taxes sur l'électricité !

Les impôts et taxes constituent le premier élément du prix de l'électricité, et nous nous contentons d'appliquer les décisions prises par le législateur en ce domaine.

Transport et distribution constituent le deuxième élément du prix. Le TURPE est cher, et il augmente, par facilité, mais aussi dans un souci de diversification et par mesure de prudence. Je tiens à saluer la qualité du dialogue que nous entretenons avec les régulés : nous les supervisons, nous les rencontrons souvent, et nous essayons de mettre en place des systèmes incitatifs.

Le troisième élément du prix, ce sont les coûts de production. Les tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité concernent la production. La CRE ne fait qu'appliquer la loi – ce qui semblera peut-être étrange en ces temps...

La réglementation sur cette question est nationale et européenne, et curieusement, le mot « Europe » ne figure pas dans le rapport de l'Autorité de la concurrence. Le marché intérieur de l'énergie est totalement intégré, et nous nous en portons très bien puisque nous exportons 15 % de notre production électrique et que nous importons seulement 5 % de notre consommation. Notre balance commerciale est nettement positive, et nous le devons à l'Europe. Les 5 % que nous importons correspondent à ce que j'ai qualifié de « flexibilités », au-delà de l'interruptibilité. Je salue à cet égard la décision de RTE, annoncée le 13 janvier dernier, de mettre en œuvre cette interruptibilité. Le système nous coûte 90 millions d'euros par an, et il a marché.

J'en viens à la réponse à votre question, monsieur le président, mais il fallait la replacer dans le tableau d'ensemble. Comment se décomposent les 5,9 % de hausse des tarifs ? Premièrement, les coûts commerciaux, les CEE et le TURPE ne participent pas de cette hausse. Les marges ont été réduites afin de compenser les CEE, pour une somme nulle.

C'est la composante du prix liée aux capacités de production qui a fortement augmenté. La flexibilité impose aux producteurs de garantir qu'en cas d'incident ou de surconsommation, ils sont capables de fournir des capacités de production supplémentaires. On finance donc des capacités de production qui servent uniquement à garantir la sécurité des approvisionnements, et c'est très récent. Dans la hausse annoncée, 2,20 euros TTC par mégawattheure sont dus à l'augmentation de la capacité, soit 1,3 point sur les 5,9 %.

Les 4,6 points restants sont dus à la production. Considérons séparément le marché normal et l'effet du plafonnement de l'ARENH. Le fonctionnement normal du marché induit une hausse de 2,4 points de pourcentage du TRV, et de 2,2 points de l'ARENH.

Le marché est tendanciellement à la hausse depuis quelque temps, après avoir été structurellement à la baisse.

M. le président Julien Aubert. Les 5,9 % de hausse sont donc dus à l'augmentation de la capacité pour 1,3 point ; pour 2,4 points à l'évolution du marché et pour 2,2 points à l'ARENH.

Procédons par étapes. Vous nous avez dit que les augmentations de capacités de production, responsables de 1,3 point de hausse, étaient très récentes. Mais de mémoire, la facture d'électricité a augmenté de 30 % à 40 % en dix ans.

M. Jean-François Carencu. Je vais vous donner les augmentations précises des tarifs de l'électricité. Prenons le cas du tarif bleu résidentiel : il a augmenté de 3 % le 15 août 2010 ; de 1,7 % en juillet 2011 ; de 2 % en juillet 2012 ; de 5 % en 2013 ; de 2,5 % en novembre 2014 ; de 2,5 % au 1^{er} août 2015 ; puis il a baissé de 0,5 % le 1^{er} août 2016 avant

d'augmenter de 1,7 % le 1^{er} août 2017 ; de 0,7 % le 1^{er} février 2018 ; puis de baisser de 0,5 % le 1^{er} août 2018. Et nous préconisons maintenant une hausse de 5,9 %.

Je ne sais pas à combien abouti ces hausses combinées, je vous donne le détail des chiffres.

Mme Laure de La Raudière. Les pourcentages ne s'additionnent pas, donc ces hausses peuvent faire un total de 35 % sur dix ans.

M. le président Julien Aubert. L'explication que vous donnez pour la hausse en 2019 vaut-elle également pour les hausses précédentes ? Pouvons-nous considérer que ce sont ces trois facteurs qui jouent, ou qu'il y a une autre tendance ?

M. Jean-François Carenc. Oui, il y a une autre tendance à l'œuvre. Ni l'augmentation des capacités, ni l'ARENH n'entraient en jeu.

M. le président Julien Aubert. Seule l'évolution du marché explique donc ces hausses ?

M. Dominique Jamme, directeur général adjoint de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Non, c'est surtout l'évolution des taxes. Même si aujourd'hui, la contribution au service public de l'électricité (CSPE) est gelée à 22,50 euros par MWh et ne vient plus compenser le surcoût des énergies renouvelables, car la mécanique budgétaire a changé, il faut se rappeler qu'elle était de 3 euros il y a une dizaine d'années. Une part très importante des hausses s'explique donc par les taxes.

Mme Laure de La Raudière. Les taxes pour les énergies renouvelables...

M. Jean-François Carenc. Non, la CSPE ne finançait pas uniquement les énergies renouvelables, la péréquation pour les ZNI représente 2 milliards d'euros, auxquels s'ajoutent la cogénération et une composante sociale. Mais la majeure partie des hausses de tarif au cours des dix dernières années tient aux taxes.

M. le président Julien Aubert. Et une large partie des taxes finance les énergies renouvelables. Savez-vous dans quelle proportion ?

M. Jean-François Carenc. En gros, deux tiers de la CSPE vont aux énergies renouvelables.

Mme Laure de La Raudière. Les deux tiers de l'augmentation ?

M. Jean-François Carenc. Non, les deux tiers de la masse.

M. le président Julien Aubert. Pour résumer : 66 % des hausses de tarif passées sont liées à la part de la CSPE consacrée aux énergies renouvelables. En 2019, la hausse ne tient plus aux taxes, mais à la hausse des capacités de production, au marché et à l'effet rationnement de l'ARENH.

Lorsque vous parlez des capacités de production, vous parlez bien des capacités à fournir de l'électricité au moment du pic de consommation ? Et c'est un des problèmes, car les EnR sont, par définition, intermittentes.

M. Jean-François Carencio. Nous ne faisons pas de certificats de capacité pour régler le problème des intermittences. Les certificats de capacité sont faits pour les situations de pics de production, ou en prévision des révisions de certaines centrales nucléaires. Mais nous ne faisons pas de certificats de capacité pour les 2 % d'électricité d'origine solaire.

M. le président Julien Aubert. Pourquoi, en ce cas, est-ce apparu récemment ?

M. Dominique Jamme. C'est prévu par la loi. Le dispositif a été validé par le Parlement, au moment où les prix sur les marchés étaient extrêmement bas. Le souci était simplement d'assurer la sécurité d'approvisionnement, car en France comme en Europe, on a assisté à des fermetures et des mises sous cocon de centrales à charbon et à gaz. De fait, la production permettait de supporter un hiver normal, mais pas un hiver froid. C'est ce que l'on appelle en anglais le *missing money* : l'activité de production connaissait un déficit très fort. Pour assurer de façon certaine le passage de la pointe de consommation, RTE a calculé la capacité nécessaire lors des dix jours les plus froids chaque hiver. Une mécanique a ensuite été mise en place pour rémunérer ces capacités supplémentaires.

M. le président Julien Aubert. À l'avenir, si la part des énergies renouvelables dans le *mix* énergétique augmente par rapport à celle du nucléaire et que nous n'avons pas de solution de stockage, aurons-nous besoin de capacités de production plus ou moins importantes ?

M. Dominique Jamme. C'est une question pertinente, et délicate. Les énergies renouvelables apportent leur contribution à la pointe, mais c'est une contribution statistique. Si l'on sait que les capacités « *dispatchables* » telles que le nucléaire, le gaz ou le charbon ont 90 % de probabilité d'être disponibles, ce pourcentage est de 10 % ou 20 % pour l'éolien. Il y a donc une contribution des énergies renouvelables, mais elle est plus faible, et c'est une contribution statistique.

M. le président Julien Aubert. Pour parler très clairement, si le pic de froid a lieu le 5 janvier et qu'il est absolument nécessaire d'avoir de l'électricité, il n'est pas certain que l'ensoleillement ou le vent permette d'en produire.

M. Jean-François Carencio. Exactement, c'est pourquoi ce qui compte, c'est un ensemble de flexibilité. RTE doit équilibrer l'offre et la demande d'électricité à chaque seconde, c'est impossible sans flexibilité. L'interruptibilité est une forme de flexibilité, et elle a été mise en œuvre le 10 janvier dernier. Autre forme d'interruptibilité, l'effacement ne marche pas en France, et il serait intéressant de savoir pourquoi.

J'en viens enfin au rôle de l'ARENH dans la hausse des tarifs. L'ARENH a été fixée à 42 euros le MWh par la loi depuis le début, et plafonnée à 100 térawattheures (TWh). À l'époque, 100 TWh paraissaient inatteignables, alors qu'il n'existait que trois ou quatre fournisseurs alternatifs. Aujourd'hui, on compte 30 ou 40 fournisseurs alternatifs. D'autre part, lorsque la commission Champsaur a décidé de ce tarif, nous étions convaincus que le prix de l'électricité allait monter à 100, voire 200 euros le MWh. Nous imaginions une tendance vers un renchérissement considérable de l'électricité. Nous pensions donc qu'il fallait que tout le monde profite de l'électricité nucléaire à 42 euros le MWh.

Pourquoi le prix de 42 euros a-t-il été finalement retenu ? Il fallait trancher à un moment, ce n'est pas toujours scientifique à la fin.

M. le président Julien Aubert. À l'image des certificats d'économies d'énergie (CEE)...

M. Jean-François Carencu. Exactement. Finalement, nous nous sommes trompés et le prix est resté inférieur à 42 euros, tandis que le nombre de fournisseurs alternatifs a augmenté. Puis arrive un moment où le prix et le nombre de fournisseurs sont tels que 42 euros le MWh n'est plus si cher, ils y trouvent un intérêt. Donc les fournisseurs alternatifs font appel à EDF pour avoir accès à l'ARENH à 42 euros plutôt que de se fournir sur le marché. Le volume soumis à l'ARENH est toujours limité à 100 TWh, mais les fournisseurs alternatifs ont demandé 133 TWh. Que faire pour les 33 TWh manquants ? La loi impose de se fournir sur le marché.

Il existait deux façons de faire pour se fournir sur le marché. Le prix du marché retenu pour le tarif régulé est lissé sur les deux dernières années. Nous aurions pu acheter ces 33 TWh au prix régulé sur le marché, ce qui aurait été un peu moins cher. Mais nous avons décidé de ne pas acheter au prix lissé, nous avons acheté ces 33 TWh en novembre/décembre, lorsque les fournisseurs alternatifs ont eu subitement besoin d'acheter. Le décret auquel nous avons travaillé et en faveur duquel nous avons milité, qui prévoit plusieurs guichets ARENH dans l'année, nous aurait permis d'obtenir un prix plus bas, mais il n'a pas été publié, pour des raisons diverses et variées. Et sans guichet, nous avons dû acheter lorsque les fournisseurs ont eu besoin d'électricité.

Il aurait été possible de considérer que les fournisseurs alternatifs allaient perdre de l'argent, et que ce n'était pas grave. Mais la loi française, toutes les décisions du Conseil d'État et toutes les directives européennes imposent d'assurer la contestabilité. Je suis convaincu que si nous avions fait perdre de l'argent aux fournisseurs alternatifs, notre décision aurait été immédiatement annulée par le Conseil d'État en référé. La jurisprudence du Conseil d'État est constante sur la contestabilité.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Le besoin de provisionner des capacités pourrait être réglé, à terme, par le stockage et l'effacement. En investissant dans ces domaines, ne pourrions-nous régler la problématique de ce pourcentage ?

M. Jean-François Carencu. Cela fait partie de ce que j'appelle les flexibilités. Peut-être sommes-nous excessivement prudents...

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Vous pensez qu'il s'agit de « sursécurisation » ?

M. Jean-François Carencu. Selon votre ex-collègue, François Brottes, ce n'est pas le cas. Il pense qu'il faut encore maintenir la centrale à charbon de Cordemais, tandis que je pense qu'il faut la fermer tout de suite. Nous avons prouvé que notre système d'interruptibilité fonctionnait, c'est pour cela que je le mets en avant, d'autant que c'est la moins chère des solutions. Nos interconnexions fonctionnent bien, c'est une bonne chose. Nous avons quelques problèmes avec l'Allemagne, que nous appelons les *loop flows*. Comme ils n'ont pas une liaison nord-sud, ils n'arrivent pas à exporter leur production chez nous quand nous en avons besoin. Pour que les interconnexions soient totalement efficaces pour assurer la sécurité d'approvisionnement et la flexibilité, il faut aussi améliorer les interconnexions entre la France et l'Allemagne. C'est la multiplication de ces facteurs de flexibilité qui fera que peut-être, le marché de capacité sera moins nécessaire.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Le fait que le marché européen soit interconnecté et que notre balance commerciale soit très positive a-t-il une influence sur le prix pour le consommateur, ou est-ce uniquement un bénéfice pour les entreprises ?

M. Jean-François Carencio. L'interconnexion influence les prix à la hausse comme à la baisse.

M. Dominique Jamme. Tout ce système est optimisé pour réduire l'ensemble des coûts de production à l'échelle européenne. À chaque moment, ce sont les centrales de production les moins coûteuses, les plus efficaces, qui produisent, qu'elles soient en Allemagne, en Espagne, en Italie, au Royaume-Uni ou en France.

Nous avons connu en 2018 une hausse généralisée de l'ensemble des prix de l'énergie : charbon, pétrole, gaz, même les certificats de CO₂ ont triplé pour passer de 7 à 20 euros. Dans ce cas, le prix de gros augmente partout en Europe, et aussi en France, du fait de l'interconnexion. Si en moyenne, sur l'année, la France est largement exportatrice, en période de pointe, en période hivernale ou quand le marché est tendu, elle importe. Dans ces situations, les importations permettent de faire baisser les prix en France et de passer la pointe. Donc, dans l'ensemble du marché des capacités, RTE compte sur une contribution très importante des interconnexions à la pointe.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Mais lorsque nous sommes en période de pointe, n'est-ce pas aussi le cas des autres pays ? Les vagues de froid ne s'arrêtent pas aux frontières.

M. Jean-François Carencio. Nous avons une particularité très marquée, c'est le système électrique de chauffage. Nous sommes les seuls à avoir autant de radiateurs électriques, et c'est pourquoi nous prenons de plein fouet la pointe.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Donc, si nous changions les radiateurs électriques en France, nous pourrions éviter cette part d'importation ?

M. Jean-François Carencio. Et surtout s'il faisait plus chaud ! (*Sourires.*)

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Nous n'allons pas aller jusqu'à souhaiter le réchauffement climatique ! Je préfère changer le chauffage.

M. le président Julien Aubert. Nous sommes passés à côté d'un *black-out* européen il y a quelque temps, n'est-ce pas ?

M. Jean-François Carencio. Nous avons connu, non pas un *black-out*, mais une différence de tension qui a provoqué un retard de toutes les anciennes horloges. Je vous invite tous à lire le roman policier *Black-out*, qui fait froid dans le dos. Son auteur, Marc Elsberg, imagine que tout s'arrête, et que pendant trois semaines, il n'y a plus d'électricité en Europe. Ce n'est pas une hypothèse absurde. Nous surpayons la sécurité pour nous prémunir de cet événement, mais je pense qu'il faut la surpayer de bon cœur.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Pouvez-vous expliciter la notion de contestabilité ?

M. Dominique Jamme. La contestabilité concerne le marché de détail, pas le marché de production. Le marché de détail est ouvert à la concurrence, donc tous les consommateurs

– PME, grandes entreprises, gros industriels, consommateurs résidentiels – ont le choix de leur fournisseur. Ce marché de la fourniture de détail doit être ouvert et concurrentiel, et pour cela il faut que tous les fournisseurs aient des conditions de départ équivalentes.

Pour les consommateurs résidentiels et les petites entreprises, il y a le tarif réglementé de vente, qui concerne encore 77 % des clients résidentiels, soit 25 millions de clients. Néanmoins, plus de 7 millions de clients résidentiels ont fait le choix d’offres de marché. Ils sont alimentés par des fournisseurs, dont le fournisseur historique car EDF propose aussi des offres de marché.

La contestabilité impose que les tarifs réglementés de vente, que la CRE est chargée de proposer au Gouvernement, assurent qu’un fournisseur alternatif...

M. Jean-François Carencio. Ne fera pas faillite !

M. Dominique Jamme. ... peut répliquer, s’il est efficace, le tarif réglementé de vente dans des conditions équivalentes. C’est ainsi que le Conseil d’État applique la contestabilité dans sa jurisprudence.

M. Jean-François Carencio. La formule est la suivante : la contestabilité doit être entendue comme la possibilité, pour des fournisseurs alternatifs, de proposer des offres au moins aussi compétitives que le fournisseur historique.

Nous sommes convaincus que si les tarifs que nous proposons ne répondent pas à cette condition, ils seront annulés.

Monsieur le président, vous demandiez si la concurrence faisait baisser les prix, c’est le sujet principal. Je pense que dans la situation que nous connaissons, la concurrence ne fait pas baisser les prix à court terme. Mais c’est la seule façon de profiter des innovations. Les offres des fournisseurs alternatifs construisent le monde énergétique de demain pour le consommateur. C’est lié à *Linky*, par exemple. Les offres tarifaires des fournisseurs alternatifs sont plus agiles, plus proches du citoyen, plus proches du consommateur, plus propices à la domotique. La charge bidirectionnelle des véhicules électriques ne sera pas possible – *vehicle to grid, vehicle to building, vehicle to home* – sans les fournisseurs alternatifs. La concurrence permet cette inventivité débridée, ce sont les fournisseurs alternatifs qui vont faire baisser la consommation, même si cette idée est contre-intuitive, car on ne demande pas au pompiste de faire baisser la consommation d’essence du véhicule.

J’ai souvent des divergences avec Direct Énergie, mais je reconnais qu’ils sont les meilleurs pour utiliser les données, dans le respect de la loi. Je suis convaincu que la concurrence, c’est d’abord l’innovation. Dans le système énergétique totalement incertain que nous connaissons, il faut regarder vers les étoiles et non pas vers nos pieds, comme le disait Stephen Hawking.

M. le président Julien Aubert. Nous pouvons aussi regarder les tarifs...

M. Jean-François Carencio. Nous essayons, et le débat avec EDF est dur.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. J’en reviens à la hausse des tarifs de 5,9 %. Pour 1,3 point, elle tient à la capacité de production, sur laquelle nous pouvons agir avec les flexibilités offertes par l’Europe, le stockage, et l’effacement.

Une autre part est liée au marché de l'ARENH, et au plafond de 100 TWh. EDF se plaint d'avoir des *freeriders* sur son réseau, et explique devoir toujours supporter 100 % des coûts de production, mais en ne pouvant plus les répercuter que sur 75 % des clients.

M. Jean-François Carencio. Je vais vous faire une confidence : le plus grand bénéficiaire du dépassement du plafond de l'ARENH au-delà de 100 TWh, c'est EDF. C'est EDF qui produit, et au-delà de 100 TWh, il vend au prix du marché, supérieur à l'ARENH.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Si les concurrents peuvent avoir 133 TWh au prix régulé au lieu de 100 TWh, c'est EDF qui est perdant.

M. Jean-François Carencio. Si l'on augmente le plafond, oui. Si le plafond est à 100 TWh et que la demande est à 133 TWh, les concurrents achètent au prix du marché de novembre-décembre et non pas sur un prix lissé. Ils achètent à un prix haut parce que c'est l'hiver.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. C'est bien cela, nous sommes d'accord.

EDF nous explique qu'il ne faut pas réduire leur assiette, car si l'on augmentait le plafond à 130, voire 150 ou 170 TWh, cela réduirait la possibilité de répercuter les prix de production, qui sont inclus dans le tarif auquel ils vendent au client. Le nombre de personnes sur lesquelles ces charges fixes sont répercutées serait réduit. Cela n'appelle-t-il pas à une révision du tarif réglementé ?

M. Jean-François Carencio. Cela appelle une révision complète de la régulation nucléaire.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. L'ARENH, actuellement fixé à 42 euros, devra peut-être augmenter si l'on porte le plafond à 130 ou 150 TWh, afin qu'EDF puisse revendre un peu plus cher.

Quelle est la part réelle du coût de production et celle des coûts commerciaux, en augmentation dans un marché devenu concurrentiel ? Les deux sont agrégés de manière un peu floue, si bien que l'on peut se demander si l'augmentation des coûts de production ne cache pas, en réalité, celle des coûts commerciaux.

M. Jean-François Carencio. Le système actuel de l'ARENH date de 2010. Depuis lors, le paysage a changé : nos centrales ont presque dix ans de plus ; le marché européen s'est intégré et a vu des concurrents apparaître.

Arrive le moment de financer la déstructuration de certaines usines et d'en gérer les déchets. Tout le monde est conscient qu'il faut revoir le système de régulation nucléaire. Les premières réflexions ont été lancées. Le Gouvernement aurait tout à fait pu vous proposer de passer de 100 à 133 TWh, mais il faut tout de même voir que cette question s'inscrit dans une négociation européenne. Le Gouvernement a réussi à obtenir le maintien des TRV, dans le quatrième paquet. Il existe une vraie convergence européenne autour de la nécessité de faire évoluer le système de régulation nucléaire. La variable prix et la variable quantité sont sur la table.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Concernant le prix du nucléaire, la période actuelle est idéale : le prêt de la voiture est soldé, sans qu'il n'y ait encore de

réparations à faire. Mais à quel moment devons-nous changer les plaquettes de frein ? À combien chiffrer les coûts de maintenance ? Les frais de démantèlement sont-ils prévus ? S'ils ne le sont pas, à combien les estimer ?

M. Jean-François Carencio. C'est plus à EDF qu'à moi qu'il faudrait poser la question ! Aujourd'hui, le programme de grand carénage est un bon investissement.

Mme Laure de La Raudière. Trop beau, peut-être ?

M. Jean-François Carencio. Les sociétés nationales ne sont pas obligées de perdre de l'argent, madame la députée...

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Notre commission s'intéresse au coût de la montée en puissance des EnR dans le prix de l'énergie. Ce coût, d'abord très fort, est allé en se réduisant. On peut imaginer que ce sera l'exact inverse pour le nucléaire.

M. Jean-François Carencio. C'est bien pour cela que la part du nucléaire dans le *mix* énergétique va se stabiliser entre 60 % et 80 %. Nous pouvons aujourd'hui faire sereinement du *mix*.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Sans le développement des EnR, la perspective de démantèlement ferait donc augmenter le coût.

M. Jean-François Carencio. C'est déjà pris en compte.

M. le président Julien Aubert. Des provisions ont en effet été prévues. À ce propos, je tiens à faire un peu de publicité pour le rapport que j'ai réalisé sur la faisabilité technique et financière du démantèlement des installations nucléaires de base.

M. Jean-François Carencio. Quant à savoir si ces provisions sont suffisantes, c'est un autre sujet...

M. le président Julien Aubert. Tout dépend, de fait, du délai. S'il fallait démanteler demain, ce ne serait pas la même chose que s'il fallait le faire dans quarante ans.

M. Hervé Pellois. Vous avez donné des prix moyens du photovoltaïque qui vont de 62 à 99 euros par MWh. Pourquoi présentez-vous une fourchette et non pas un prix moyen de 80 euros ? Cela correspond-il à des surfaces particulières ou à des dates d'installation différentes ?

M. Jean-François Carencio. Il faut d'abord distinguer le coût et le prix. À mon tour de faire un peu de publicité : en février, nous avons publié un rapport intitulé « *Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale* », que je vais remettre aux membres de votre commission. La notion de photovoltaïque recouvre des réalités complètement différentes : photovoltaïque pour les agriculteurs ou sur les grandes surfaces ; photovoltaïque en vente ou en autoconsommation ; et ainsi de suite. Faudrait-il circonscrire les lieux d'implantation du photovoltaïque, comme nous appelons à le faire pour le gaz, dans la mesure où le réseau de biométhane ne couvre que 30 % du territoire ? Pour l'instant, il n'en est pas question.

M. Dominique Jamme. Il existe en effet du photovoltaïque posé au sol, sur toiture ou sur ombrière de parking. Il y en a également de différentes tailles – le rapport prend en

compte les installations allant de 100 KW à 30 MW. C'est pour ces raisons qu'il existe différentes catégories de coûts. Le rapport se fonde sur l'analyse de 4 600 dossiers déposés en appel d'offres en 2017 et 2018. Le coût moyen de 62 euros est celui du photovoltaïque au sol entre 10 et 30 MW, qui est le moins coûteux. Les 30 % de projets au sol de grande taille les plus compétitifs présentent aujourd'hui des coûts de production d'environ 48 euros. Les coûts les plus élevés correspondent à des installations de moindre puissance, sur toiture ou ombrière. Les coûts des petits dispositifs sur les toits des particuliers sont évalués aux alentours de 150 euros. Pour en savoir plus, je vous invite à lire notre rapport de quarante-six pages, qui est très digeste.

Mme Laure de La Raudière. Pour caricaturer, vous dites que nous produisons des énergies renouvelables à cause des déchets nucléaires. Mais avez-vous étudié l'efficacité écologique de toutes les filières du photovoltaïque et de l'éolien ? Cela me semble essentiel. Il suffit de penser au *repowering* de l'éolien terrestre : 10 % d'une éolienne ne seraient pas du tout recyclables, et son béton resterait dans le sol. Est-ce vrai ? Ces aspects sont-ils pris en compte ? Par ailleurs, la provision pour démantèlement est de 50 000 euros, ce qui ne correspond pas du tout au coût réel. Comme j'imagine mal les propriétaires fonciers payer le démantèlement, qui en aura la charge ?

Vous avez mentionné un coût de 65 euros dans les derniers appels d'offres. Mais quel est le coût de production actuel de la puissance installée dans l'éolien ? Et quelle part de l'éolien terrestre est-elle installée sans passer par un appel d'offres ? Un grand nombre de petits projets passent, en effet, sans appel d'offres, ce qui contribue à nourrir ce que vous avez appelé un lobby anti-éolien et que je qualifierais plutôt de faible acceptabilité sociale de l'éolien terrestre. Le *lobby* est plutôt du côté des promoteurs, à mon sens, que de celui de la société, qui a découvert que la présence des éoliennes pouvait avoir des conséquences sur le prix de leur maison et qu'elle imposait d'indéniables pollutions visuelles. Que préconisez-vous pour que la majorité de l'éolien terrestre soit mieux contrôlée, par le biais des appels d'offres ?

Avez-vous également regardé la rentabilité des acteurs et des promoteurs éoliens ? On parle de 150 % de rentabilité pour l'éolien terrestre. Confirmez-vous que beaucoup cèdent leur autorisation d'exploitation à de grands acteurs, à des prix très élevés de 800 000 euros par mégawattheure ? La CRE suit-elle ces sujets ?

Enfin, vous avez dit qu'il fallait sortir de l'autorité environnementale. Pourriez-vous nous préciser ce que vous vouliez dire par là ?

M. Jean-François Carencu. Un débat a eu lieu pour savoir si les préfets de région pouvaient être une autorité environnementale. Nous sommes au milieu du gué et ne savons pas quelle est l'autorité environnementale compétente, ce qui bloque tout.

Vous avez raison de vous intéresser à la pollution produite par les énergies renouvelables. On ne peut néanmoins pas comparer la pollution que représente une dalle de béton avec des déchets nucléaires, ce qui ne veut pas dire que ce n'est pas un sujet important. Mais mieux vaut un peu de béton en plus...

M. le président Julien Aubert. Sans vouloir vous porter offense, monsieur le président, cette question relève plutôt de l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) et de l'ASN. Vous nous faites part de votre avis personnel et non pas d'une position de la CRE.

M. Jean-François Carencio. C'est l'avis de la CRE, en tant que soutien des énergies renouvelables.

Mme Laure de La Raudière. Ne pensez-vous pas qu'il serait intéressant de connaître l'efficacité écologique de l'ensemble des filières, ainsi que les unes par rapport aux autres – éolien terrestre, marin ou marin flottant et photovoltaïque, par exemple ?

M. Jean-François Carencio. Cette question ne s'inscrit pas vraiment dans le spectre de travail de la CRE. Dans les avis des appels d'offres, nous demandons systématiquement de faire augmenter la note environnementale. Nous nous battons avec la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) et le Gouvernement pour cela. Le sujet est très compliqué : cette note dépendant des fournisseurs, on nous accuse de vouloir favoriser untel ou untel, par le biais de cette disposition. Près de chez vous, madame la rapporteure, des producteurs français se lancent dans la fabrication de petits mâts éoliens ; un autre fait des *wafers*. Il faut veiller à ce que les critères environnementaux ne soient pas considérés comme des aides d'État.

Mme Laure de La Raudière. Cela peut se régler grâce à un encadrement réglementaire !

M. Jean-François Carencio. Mais si le cadre réglementaire est attaqué, vous perdez... Je pourrai vous répondre par écrit sur la question de la note environnementale dans les appels d'offres.

M. le président Julien Aubert. Avec plaisir, monsieur le président !

M. Jean-François Carencio. L'avenir de l'éolien terrestre est dans le *repowering*, qui est aux mains de grands groupes rachetant massivement les petits ensembles éoliens de moins de 1,5 MW. Il y aura, à mon sens, très peu d'abandon et de démantèlement de sites. Les machines seront plutôt remplacées, puisque les sites initialement choisis demeurent pertinents.

M. Dominique Jamme. S'agissant du coût de l'éolien, le dernier appel d'offres est sorti à 65 euros, comme vous l'avez dit, madame la députée, quand le tarif d'achat tourne plutôt autour de 75 euros.

L'instabilité de l'autorité environnementale crée une insécurité juridique et nuit à la sortie de projets, sachant que les délais sont déjà de l'ordre de sept à huit ans. Il peut ainsi arriver que, dans un appel d'offres, la demande des acteurs soit inférieure à la quantité offerte, ce qui supprime toute concurrence. De fait, pour peu que vous le sachiez à l'avance, vous fixez un prix plafond, ce qui fait remonter les prix. Il est difficile d'ajuster la quantité des appels d'offres au potentiel réel de la filière, qui est pour l'instant en baisse. La CRE demande assez régulièrement de faire baisser le seuil des appels d'offres de 18 à 6 MW.

Pour ce qui est de la rentabilité et du fait que les acteurs se rachètent les uns les autres, c'est la vie de tout marché concurrentiel. Si nous n'avons pas de chiffres récents sur la rentabilité des projets éoliens, dans notre rapport sur le photovoltaïque, nous voyons que, quand la concurrence fonctionne bien, comme c'était le cas ces deux dernières années, la rentabilité peut aller de 4 à 7 %, ce qui nous paraît raisonnable.

Mme Laure de La Raudière. Je me permets de vous demander de nouveau quelle part du parc actuel a été installée sans appel d'offres ? L'appel d'offres suppose une concurrence. Mais beaucoup de parcs sont inférieurs aux 18 MW du seuil fixé.

M. Jean-François Carenc. Une majorité ! C'est pourquoi nous avons demandé de faire baisser le seuil au-delà duquel l'appel d'offres est obligatoire.

M. le président Julien Aubert. Monsieur le président, vous venez de nous dire que l'avenir est dans le *repowering*. Pensez-vous agrandir les petits parcs ou agrandir les mâts ?

M. Jean-François Carenc. Augmenter la capacité de production, sans agrandir le parc.

Mme Laure de La Raudière. Cela signifie-t-il que vous n'êtes pas favorable à l'installation de nouvelles éoliennes sur de nouveaux sites, mais que vous préconisez de rentabiliser les sites existants ?

M. Jean-François Carenc. Ce n'est pas à moi de me prononcer sur l'ouverture de nouveaux sites. En revanche, il est rationnel d'optimiser les parcs existants, en augmentant la puissance des mâts des éoliennes arrivées en fin de vie : cela coûtera moins cher et aura des répercussions moindres en matière d'acceptabilité.

M. Vincent Thiébaud. La tarification est parfois un argument électoral. Or, aujourd'hui, nous sommes très dépendants du nucléaire et faisons face à de vrais enjeux en matière de retraitement des déchets. Je suis persuadé que, pour garantir notre souveraineté énergétique, nous devons nous diversifier. Nous oublions en effet que le nucléaire a besoin de matières premières, qui proviennent de régions parfois soumises à des tensions politiques très fortes. Notre politique de tarification, qui est l'une des plus basses d'Europe, est-elle réellement à la hauteur des échéances auxquelles devra faire face le pays dans les décennies à venir ? Nous donnons-nous les moyens de diversifier les sources d'énergie et de garantir une vraie souveraineté énergétique ? Pour prendre le contrepied de nos discussions : les tarifs ne sont-ils pas trop bas ? Comme l'a écrit Antoine de Saint-Exupéry, on ne doit pas tant prévoir l'avenir que le permettre.

M. Jean-François Carenc. Tout cela est en effet contradictoire. C'est sans doute cette contradiction même qui fait le bonheur de la vie politique et des décisions publiques. Il me semble que l'équilibre actuel est plutôt bon.

M. le président Julien Aubert. Mon cher collègue, je vous invite à vous pencher sur la question du dysprosium dans les éoliennes...

Mme Véronique Louwagie. S'agissant de l'augmentation du prix de l'électricité ces dix dernières années, pourriez-vous nous en dire un peu plus sur la part des taxes, alors que la CSPE est devenue un impôt banalisé ? Comment ce prix se décompose-t-il ? Quelle est la place des taxes dans son évolution ces dix dernières années ?

M. Jean-François Carenc. Je laisserai, à l'issue de la réunion, un tableau de la décomposition des prix au président et à la rapporteure. Au premier semestre 2019, soit après la hausse, le TURPE représente 27,1 % de la facture toutes taxes comprises ; l'énergie 27,5 %, dont 1,6 % dû à l'effet de l'écrêtement ; la capacité, 1,7 % ; les coûts commerciaux et les CEE, 6,6 % ; la contribution tarifaire d'acheminement (CTA), 2,3 % ; la CSPE, 12,5 % ; la taxe sur la consommation finale d'électricité (TFCE), 5,3 % ; et la TVA, 15 %. Les taxes représentent donc un peu plus d'un tiers de la facture.

Mme Véronique Louwagie. C'est très intéressant. Mais pourrait-on voir comment cette décomposition a évolué ces dernières années ?

M. Jean-François Carencio. Cela nécessiterait un petit peu de temps.

M. le président Julien Aubert. Nous campons jusqu'au mois de juillet !

Mme Véronique Louwagie. Je voudrais également connaître la différence de coût de production en fonction du type d'énergie. Nous avons bien entendu que, pour l'éolien terrestre, dans les derniers appels d'offres, nous étions à 65 euros le mégawattheure, mais pourriez-vous nous indiquer, pour l'année 2018, non pas le coût moyen mais le coût réel de production de l'énergie émanant du nucléaire, de l'éolien terrestre et des autres énergies non renouvelables ?

M. Dominique Jamme. Il est assez difficile de vous répondre. En effet, l'éolien et le photovoltaïque – notamment – font l'objet d'un soutien qui est d'ailleurs budgétisé : il vient désormais du budget de l'État. Vous ne retrouvez donc pas directement, que ce soit sur la facture d'électricité ou dans la hausse de 5,9 % du prix de l'électricité proposée par la CRE, l'influence de l'éolien ou du photovoltaïque, pas plus que l'effet d'une hausse ou d'une diminution du coût de production du nucléaire, de l'hydraulique, du gaz ou du charbon.

M. Jean-François Carencio. Pour dire les choses autrement, la CSPE ne varie plus.

M. Dominique Jamme. Répondre à votre question supposerait, par exemple pour le photovoltaïque, de prendre en compte tous les éléments de production, y compris ceux qui ont été mis en service en 2008, 2009 et 2010, certains à 600 euros le mégawattheure.

Mme Véronique Louwagie. C'est effectivement le sens de ma question.

Mme Laure de La Raudière. Et de la mienne !

M. Dominique Jamme. Cela doit pouvoir être calculé.

M. Jean-François Carencio. Voici les engagements qui ont d'ores et déjà été pris pour la période 2019-2043 – je vous ferai passer le document : selon les hypothèses de prix du marché, pour le solaire, entre 39 et 41 milliards d'euros ; pour l'éolien terrestre, entre 21 et 25 milliards ; pour l'éolien en mer, entre 20 et 23 milliards ; pour la cogénération, entre 7 et 8 milliards ; pour la biomasse, entre 6,2 et 6,8 milliards ; pour le biogaz, entre 4,6 et 4,9 milliards ; pour l'hydraulique – ça, ce n'est pas cher –, entre 2,8 et 3,3 milliards ; pour les autres systèmes électriques, entre 2,5 et 2,7 milliards. Ainsi, le total des charges, s'agissant des soutiens engagés – et c'est le chiffre qui compte –, à la fin de l'année 2018, varie, selon les hypothèses de prix du marché, entre 104 et 115 milliards. Fin 2019, on sera plutôt à 120 milliards. Je rappelle que, dans ces 115 milliards, le solaire avant moratoire – je bats ma coulpe : ce sont les fameux 600 euros du MWh en 2010, que j'évoquais tout à l'heure – compte pour 25 milliards ; le solaire après 2010 ne représente plus, quant à lui, que 13,9 à 15,9 milliards, alors même que les volumes n'ont plus rien à voir. Je pourrais aussi détailler les engagements année par année entre 2019 et 2043 – là encore, je vous ferai passer le document.

Mme Sophie Auconie. J'imagine que, suivant les lieux et les territoires, le rendement d'une éolienne terrestre – ou de panneaux photovoltaïques, évidemment – n'est pas le même. Pourriez-vous m'indiquer quels sont les rendements et, plus spécifiquement, s'il y a une différence entre celui des éoliennes en mer et celui des éoliennes terrestres ?

M. Dominique Jamme. Les éoliennes en mer ont un rendement bien supérieur à celui des éoliennes terrestres. Nous raisonnons souvent en nombre d'heures annuelles de production. Les meilleures éoliennes atteignent un rendement compris entre 40 % et 50 %. Pour le terrestre, on est plutôt entre 20 % et 30 %.

M. Jean-François Carencio. Quand on parle d'un rendement de 30 %, cela veut dire qu'il faut 3 mégawatts pour en produire 1.

M. Dominique Jamme. Pour le photovoltaïque, cela s'exprime en heures : on est à 1 200 heures, soit un rendement de 15 % environ en moyenne en France. Bien évidemment, dans le sud, notamment le sud-est, c'est un peu mieux – entre 18 % et 20 % – et, dans le nord, un peu moins bien. Toutefois, vous verrez, dans le rapport que nous vous transmettrons, que l'effet de l'ensoleillement est partiellement compensé par la différence de prix des terrains : dans le sud, ils sont rares – et donc chers –, alors que, dans le nord, on trouve davantage de terrains dégradés disponibles. Il y a davantage de projets qui gagnent des appels d'offres dans le sud, mais ce n'est absolument pas une razzia : il y en a aussi un certain nombre dans le nord.

Mme Sophie Auconie. Pourquoi y a-t-il 3 700 éoliennes en mer sur le littoral nord de l'Europe et une seule sur le littoral français ?

M. Jean-François Carencio. Parce qu'on a voulu construire le « musée des éoliennes en mer ». On la joue à la française.

M. le président Julien Aubert. Qu'entendez-vous par là, monsieur le président ?

M. Jean-François Carencio. Il y a tellement de règles, tellement de recours puis de recours sur les recours que nous n'y arrivons pas. Les leçons en ont été tirées pour l'appel d'offres de Dunkerque, qui est mieux ficelé, en termes de stratégie et de process, avec un dialogue compétitif préalable. Il faut évacuer toutes les questions liées aux autorisations environnementales avant de lancer l'appel d'offres.

M. Anthony Cellier. Vous êtes devant une commission d'enquête dont le champ d'investigation est tellement large qu'il est parfois un peu compliqué de le saisir : « *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* ». À la fin, on s'y perd et les questions posées aux invités sont parfois pleines d'imagination...

Monsieur Carencio, je voudrais revenir sur votre préambule et plus particulièrement sur l'augmentation du prix de l'électricité. L'Autorité de la concurrence, sortant peut-être un peu de son champ de compétence, pour le coup, préconise de modifier la formule de calcul des TRV, voire le dispositif de l'ARENH. J'aimerais avoir votre avis sur l'ARENH, même si vous vous êtes déjà exprimé sur le sujet : faut-il le modifier, repenser son mode de calcul – au bénéfice, bien évidemment, du consommateur, c'est-à-dire des Françaises et des Français, ce qui est la seule chose qui doit animer les membres de notre commission d'enquête, et l'ensemble des parlementaires.

Par ailleurs, comme les sujets abordés par notre commission d'enquête sont pléthore, et puisque vous avez vous-même ouvert ce champ tout à l'heure, je me permets de revenir sur les CEE : le marché des certificats d'économie d'énergie est-il, à votre avis, efficace et

pertinent – encore une fois, dans la seule perspective qui doit tous nous intéresser, c'est-à-dire celle du bénéfice des consommateurs ?

Enfin – et même s'il s'agit, là encore, d'une question si vaste que je ne pense pas que vous aurez le temps d'y répondre pleinement –, s'agissant du dispositif « *Place au soleil* », lancé par Sébastien Lecornu quand il était secrétaire d'État auprès du ministre de la transition écologique et solidaire, vous avez fait part de l'importance d'utiliser le foncier militaire, qui représente des surfaces disponibles permettant d'avoir une rentabilité importante. Les engagements pris par les armées, mais également par les grandes et moyennes surfaces (GMS) – concernant leurs plateformes logistiques –, vous semblent-ils suffisants ? Est-ce que l'on va assez vite pour voir des choses se mettre en place rapidement ?

M. Jean-François Carencio. Pour ce qui est de votre dernière question, le Gouvernement a pris l'engagement, d'ores et déjà rendu public, de supprimer, dans le prochain appel d'offres, le plafond de 30 MW. Ce sera extrêmement positif pour le prix de l'énergie renouvelable d'origine solaire. Toutefois, il faudra faire attention à la préservation des systèmes agricoles : il ne faudrait pas aller piller les terres agricoles pour y mettre des panneaux photovoltaïques : pour cela, il y a les terrains dégradés. Sous cette réserve, je pense que c'est une très bonne nouvelle.

Comme je vous l'ai dit, le dispositif de l'ARENH est censé rester en vigueur jusqu'en 2025. Il est affecté par un certain nombre d'éléments – le quatrième « paquet énergie », l'évolution du coût du démantèlement, ou encore le programme de grand carénage des centrales. Il me semble effectivement – mais l'entreprise EDF serait mieux placée que moi pour en parler – que la réflexion sur une transformation de notre système de régulation du nucléaire s'engage peu à peu. Il ne suffit pas, d'ailleurs, de mettre en cause l'ARENH, qui n'est rien d'autre qu'une expression factuelle et historiquement datée de la régulation du nucléaire dans notre pays : la question est de savoir s'il faut revoir tout le système. Il appartient au Gouvernement de le dire – encore que la CRE ait certainement exprimé son avis de temps à autre sur le sujet –, et cela d'autant plus que le pays est actionnaire majoritaire d'EDF.

Le système des CEE est désormais incompréhensible : il existe 150 fiches. Le rapport que nous allons vous transmettre montre que le problème vient d'abord de là : le système est trop complexe. Nous formulons des propositions, tout en restant dans le même cadre, pour essayer d'améliorer les choses. Je pense qu'il faut cibler l'utilisation de CEE : quand on constate un problème en particulier, il convient d'avoir recours aux CEE pour ce point précis.

Le total payable par les obligés est de 3 milliards d'euros par an.

M. Dominique Jamme. Environ, mais cela pourrait encore augmenter car le système est en surchauffe.

M. Jean-François Carencio. C'est gigantesque. De plus, ce n'est même pas de l'impôt : les sommes sont disponibles. La véritable question est la suivante : 3 milliards, certes, mais pour faire quoi ? Je m'étonne de temps en temps – nous l'avons d'ailleurs écrit – car je ne pense pas qu'en finançant 150 actions avec ces 3 milliards on satisfasse beaucoup d'objectifs.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. En effet !

M. Jean-François Carencu. Vous verrez tout cela dans le rapport que nous allons vous transmettre.

M. Julien Janes, directeur adjoint à la direction du développement des marchés et de la transition énergétique. Nous allons effectivement l'envoyer à la commission, mais il faut que nous en retirions certaines données commercialement sensibles.

M. Jean-François Carencu. Mon voisin de droite fait toujours attention à ce que je ne donne pas de données « commercialement sensibles », comme on dit dans le métier...

M. Julien Janes. Nous pouvons les donner, mais sous couvert de confidentialité, bien sûr.

M. le président Julien Aubert. L'audition est filmée : cela ne sortira pas de France, monsieur le directeur adjoint ! (*Sourires.*)

Mme Stéphanie Kerbarh. Le législateur a donc confié à la Commission de régulation de l'énergie la mission d'établir un profil de gestionnaire de réseau efficace. Ma question est la suivante : comment sont prises en compte, dans la tarification incitative du régulateur, les politiques industrielles des gestionnaires de réseaux de transport ou de distribution d'électricité – voire de gaz – prenant en considération la politique de transition bas carbone ?

M. Jean-François Carencu. Nous avons de très bons acteurs régulés de réseaux, que ce soit pour la distribution ou le transport. Ils sont parmi les meilleurs en Europe. Toutefois, et je l'ai dit souvent, que ce soit au Gouvernement ou à d'autres, ils sont un peu bridés, aussi bien par le système OU – *ownership unbundling* – que par le système ITO – *independent transmission operator* : avec cela, quelle liberté leur donne-t-on d'aller conquérir les marchés européens ? Le modèle ITO impose des règles en matière d'indépendance par rapport aux actionnaires. Cela rend difficile la conquête de marchés européens, alors même que de petits opérateurs comme Fluxys, ou encore des acteurs chinois, rachètent des réseaux européens. Je regrette, pour ma part, qu'on ne s'attelle pas un peu plus à cette question. Une révolution doit avoir lieu dans les esprits. Nous disposons des capacités techniques : Enedis, par exemple, arrive à vendre le concept du compteur *Linky* en Inde et en Grèce. C'est une bonne chose. Nous travaillons nous aussi à la question.

Sur le plan financier, nous avons mis au point des mesures incitatives. L'objectif est de faire en sorte que les opérateurs n'investissent et ne dépensent pas trop, tout au moins qu'ils le fassent dans les conditions prévues au début. Depuis deux ans – surtout depuis un an, d'ailleurs –, nous essayons d'être plus tatillons et plus intrusifs s'agissant du contrôle des opérateurs de réseaux et de leur politique d'investissement. Ce n'est pas toujours simple à leur faire comprendre – chez nous non plus, d'ailleurs –, mais c'est le principe même de la régulation. Nous étudions tous les investissements et n'en acceptons plus certains. Quand les opérateurs investissent sans y être autorisés, ils sont pénalisés financièrement. De la même façon, ils doivent nous rendre compte des difficultés et des surcoûts qu'ils rencontrent dans leurs investissements. RTE, par exemple, est confronté à des oppositions liées aux enjeux environnementaux. Il est vrai que c'est compliqué ; en matière de réseaux, le premier enjeu, s'agissant de l'environnement, est de limiter les investissements – ce qui me ramène à ce que je disais s'agissant de flexibilité et de stockage. Au-delà, l'enjeu est de savoir si, au quotidien, dans leurs pratiques, les opérateurs respectent les règles de base en matière d'environnement.

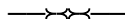
M. Dominique Jamme. Évidemment, les réseaux, pour nos concitoyens, c'est avant tout le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), autrement dit une composante de la facture. Mais ils représentent bien davantage : il s'agit d'acteurs industriels absolument majeurs, notamment dans la transformation. Comment les régulons-nous ? Nous pratiquons, effectivement, une régulation incitative.

Nous venons de publier, en février, le résultat d'une consultation de l'ensemble des acteurs concernant le cadre de la régulation. Le document s'appuie sur une annexe proposant un bilan de la manière dont les choses ont évolué en dix ans. Pour résumer, les coûts ont certes augmenté, mais ils ont été globalement maîtrisés. Les charges d'exploitation des distributeurs, notamment, ont augmenté moins vite que l'inflation, malgré les transformations très importantes auxquelles les réseaux ont dû faire face. La qualité d'alimentation – ce qui est important en matière d'électricité – s'est fortement améliorée au cours de la période.

Parmi les enjeux futurs, il y a d'abord la maîtrise des investissements : le président Carencio a raison. L'investissement est une forme de drogue. S'il est très important pour assurer la qualité de service et préparer l'avenir, il existe désormais des solutions de flexibilité moins coûteuses ; il convient de les étudier. Il faut donc être certain qu'on réalise les meilleurs investissements, les plus efficaces, et qu'on a bien étudié d'autres solutions, moins coûteuses. Le second enjeu est bien sûr celui de l'innovation : les opérateurs de réseaux doivent être à la pointe. Leur métier change, de même d'ailleurs que celui des personnes qui se raccordent. L'arrivée du véhicule électrique, par exemple, représente une transformation majeure ; il faut que le système électrique y soit préparé.

M. le président Julien Aubert. Merci pour ces explications. Je vous propose d'en rester là pour cette première audition de la journée. Nous allons entendre immédiatement après vous le représentant de l'Autorité de la concurrence.

La séance est levée à dix heures cinquante-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 jeudi 4 avril 2019 à 9 heures

Présents. - M. Julien Aubert, Mme Sophie Auconie, M. Anthony Cellier, M. Vincent Descoeur, Mme Stéphanie Kerbarh, Mme Laure de La Raudière, Mme Véronique Louwagie, M. Emmanuel Maquet, Mme Marjolaine Meynier-Millefert, M. Hervé Pellois, M. Didier Quentin, M. Vincent Thiébaud

Excusés. - Mme Marie-Noëlle Battistel, M. Jean-Charles Larsonneur, Mme Laurence Maillart-Méhaignerie