

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. François Brottes, Président du directoire de Réseau transport électricité (RTE), accompagné de M. Philippe Pillevesse, directeur des relations institutionnelles, de M. Arthur Henriot, chargé de mission au cabinet du Président, et de Mme Lola Beauvillain-de-Montreuil, attachée de presse. 2

Mardi

9 avril 2019

Séance de 9 heures

Compte rendu n° 12

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 M. François Brottes, notre ancien collègue député, président du directoire de RTE, accompagné de M. Philippe Pillevesse, directeur des relations institutionnelles, de M. Arthur Henriot, chargé de mission à la présidence de RTE et de Mme Lola Beauvillain de Montreuil, attachée de presse.

Monsieur le président, vous avez été nommé à la tête de RTE à l'été 2015, après le vote de la loi de transition énergétique, qui nous avait occupés de longues nuits.

RTE est l'entreprise publique en charge de la gestion du réseau de transport d'électricité à haute et très haute tension. À ce titre, elle doit veiller en permanence à l'équilibre entre la production d'électricité, ou plus précisément sa disponibilité sur le réseau, et la consommation nationale. La montée en puissance des énergies renouvelables (EnR), majoritairement intermittentes, représente un défi d'adaptation du réseau de RTE et justifie à elle seule cette audition. Elle suppose, pour votre entreprise, de programmer d'importants investissements. Vous nous direz à combien ils s'élèvent par année – coûts annuels déjà engagés et prévisions sur l'effort financier à moyen terme.

L'émergence des EnR vous a-t-elle réservé de mauvaises surprises ? RTE a-t-il été amenée à effectuer des opérations techniques dans l'urgence pour contrer des perturbations dues à l'insertion d'EnR sur le réseau ? Y a-t-il des régions françaises ou des zones dans lesquelles cette insertion demeure problématique ?

L'évolution de la part du TURPE dévolue à RTE est-elle en rapport avec ses nouveaux besoins d'investissement ? En quoi les taux de réfaction tarifaire fixés au titre d'une ordonnance du 30 novembre 2017 relative aux coûts de raccordement aux réseaux concernent-ils RTE ?

Nous avons auditionné la CRE la semaine dernière : pensez-vous qu'elle prête une oreille attentive à vos demandes ? L'insertion sur le réseau n'est-elle pas « la grande oubliée », « la Belle au bois dormant », lorsque l'on évoque la question du coût complet des EnR ?

Est-il exact que la CRE s'est déclarée hostile à certains projets d'interconnexion ? Dans l'affirmative, les positions de la CRE et de RTE étaient-elles opposées ?

Le développement des interconnexions entre voisins européens représente-t-il la solution clé pour résoudre au mieux les problèmes liés à l'insertion des EnR ? Quelles sont vos priorités en ce domaine ? L'insertion d'EnR par un pays voisin – l'Allemagne, au hasard – a-t-elle posé des problèmes en interconnexion ?

Monsieur Brottes, nous écouterons votre exposé liminaire durant une quinzaine de minutes ; les membres de la commission d'enquête, à commencer par la rapporteure, notre collègue Mme Meynier-Millefert, vous interrogeront à leur tour.

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

(M. Brottes prête serment.)

M. François Brottes, président du directoire de RTE. Ayant prêté serment de dire toute la vérité, je préfère vous prévenir de suite : je n'aurai pas assez d'une heure trente pour répondre à l'ensemble de vos questions ! Mon propos liminaire se veut didactique et pédagogique ; aussi n'aborderai-je le thème de la flexibilité qu'en réponse aux questions que les députés voudront bien me poser.

RTE n'est pas un acteur parmi d'autres ; nous sommes en situation de monopole. Ce n'est pas un gros mot : il ne peut y avoir plusieurs opérateurs de lignes à très haute tension en France, pas plus que nous ne pouvons organiser à plusieurs l'équilibre du système. De façon permanente, seconde après seconde, RTE doit veiller à ce qu'il n'y ait pas de *black-out* – le dernier est survenu en 2006. C'est un combat quotidien que nous menons, à l'échelle européenne, puisque le réseau électrique européen est intégré et complètement maillé. Nous disposons de quatre secondes pour éviter le *black-out*.

Dans un monde en perpétuelle transformation, quel serait l'impact d'une transition énergétique sans les énergies renouvelables ? C'est une question que vous n'avez pas formulée ainsi, monsieur le président, mais à laquelle je souhaite répondre.

Commençons par rappeler que la consommation en France est stable depuis six ans. Quoi qu'on en dise, nous avons fait quelques progrès, grâce à une meilleure efficacité énergétique, aux modifications apportées aux équipements ménagers, aux nouvelles ampoules, à l'isolation des logements. Cela ne va peut-être pas assez vite, mais cela commence à produire ses effets. Ne l'oublions pas, la maîtrise de la demande d'énergie est la première des énergies renouvelables. Si jamais un infléchissement survenait et que la consommation repartait à la hausse, la situation serait encore plus difficile qu'elle ne l'est aujourd'hui.

Il faut le reconnaître, la production d'électricité est affectée par le vieillissement des installations de production plus traditionnelles et par la fermeture progressive des centrales thermiques polluantes, un choix politique de la lutte contre le changement climatique. La fermeture des centrales au fioul et au charbon, depuis 2012, a représenté 13 gigawatts. La fermeture annoncée de Fessenheim et, potentiellement, de cinq tranches au charbon représenterait 5 GW supplémentaires. Or le pic de consommation en 2018 était de 96,66 GW. On aura donc fermé l'équivalent de 19 % des besoins aux moments des pics de consommation.

Les interconnexions, sur lesquelles je reviendrai si j'en ai le temps, ont un potentiel de 11 GW, mais il faut imaginer devoir partager avec nos voisins : il peut arriver qu'ils en aient besoin en même temps que nous. Cela donne une idée du *gap* auquel nous sommes confrontés : même si la consommation reste somme toute raisonnable, la situation risque de se compliquer si l'on se dégrée de moyens de production sans leur substituer d'autres éléments.

Les États européens sont eux aussi confrontés à ce phénomène : la Grande-Bretagne a réduit son parc au charbon de 13 GW depuis 2012, l'Allemagne veut réduire son parc au charbon lignite de 15 GW d'ici à 2025, avec une sortie annoncée en 2038, l'Italie veut réduire son parc au fioul de 15 GW d'ici à 2025 et la fermeture en 2020 de dix centrales au charbon a été annoncée en Espagne.

Autrement dit, nos marges de manœuvre se réduisent fortement. Les alternatives sont limitées et compliquées à mettre en œuvre. Le gisement hydraulique reste très faible : même si 130 000 stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) peuvent être construites dans le

monde, je ne suis pas certain qu'il puisse y en avoir beaucoup en France. Les centrales thermiques ne font pas partie de l'avenir car elles sont polluantes. Quant au parc nucléaire, il vieillit et ses performances diminuent. Dans les cinq ans qui viennent, 32 visites décennales sont programmées, dont 17 sur des centrales quarantennaires. Chacune durera au minimum trois mois, le plus souvent plus de six mois. Or quand les réacteurs sont visités par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), ils ne sont pas disponibles pour le réseau. Le Gouvernement se prononcera sur l'opportunité de lancer un programme de renouvellement des installations nucléaires à l'issue du programme de travail présenté par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) en 2021.

Le développement du solaire et de l'éolien répond aujourd'hui aux enjeux de sécurité de l'approvisionnement et de sûreté du système électrique. Ne pas avoir de solaire et d'éolien nous coûterait sûrement très cher. On peut toujours espérer baisser encore la consommation, mais nous ne sommes déjà pas si mauvais élèves dans ce domaine.

On compte sept fois plus d'éoliennes qu'il y a dix ans – 15,1 GW fin 2018 – et 1 000 fois plus de panneaux solaires photovoltaïques. Les progrès technologiques, notamment dans l'éolien, sont nombreux : le facteur de charge, autrement dit, pour parler clair, la productivité, est de 25 % pour les nouvelles installations terrestres – et sur certains territoires, comme l'Occitanie où les vents sont réguliers, il atteint 35 % – alors qu'il était autrefois estimé entre 18 et 20 %. Il peut être de 45 % pour l'éolien en mer, comme le montre l'expérience dans les autres pays. Vous savez que l'éolien en mer n'est pas encore développé en France, aucun des recours intentés n'ayant pour l'instant été totalement purgé. Citons enfin des EnR émergentes, loin d'être à maturité, comme l'hydrolien – les énergies marines et fluviales.

Je souhaite vous faire part de quelques évidences, qui ne sont pas intuitives. D'abord, il ne peut y avoir de valorisation de la production des énergies renouvelables sans réseau de distribution et de transport. Trop souvent, les producteurs, forts de l'accord des élus et de la population, demandent à être raccordés rapidement, sans songer que le premier poste électrique auquel leur installation serait raccordable peut se trouver à 50 ou 70 kilomètres de distance, que cela suppose des travaux de raccordement, des délais pour trouver les voies et moyens juridiques d'éviter les recours, etc. Autant de considérations qui souvent ne faisaient pas partie des pensées premières des promoteurs.

Ensuite, ce n'est pas parce que les installations sont raccordées au réseau de distribution – ce qui est le cas de plus de 92 % des capacités en GW – que l'on n'a pas besoin du réseau de transport. Il faut savoir que, lorsque la consommation n'est pas suffisante pour écouler la production locale, le réseau de distribution refoule la production vers le réseau de transport, chargé de l'équilibre de l'ensemble. La part de l'énergie refoulée est de 25 %, en hausse de 40 % en 2018 par rapport à 2016. En décembre 2017, le refoulement a été de 180 % supérieur à ce qu'il était en décembre 2016.

Le monde change, le modèle également : à mesure que les productions décentralisées se multiplient, le réseau de transport se voit sollicité d'une manière différente et inédite. On me dira qu'on autoconsomme ; je sais que les députés débattent souvent de l'autoconsommation. Il faut savoir que les auto-consommateurs ne sont pas coupés du monde ni du réseau : ils l'utilisent moins, ce qui les amène à penser qu'ils devraient moins payer ; à ceci près qu'ils ont besoin d'y avoir accès à tout moment... Le réseau de transport ou de distribution doit donc être disponible en permanence, ce qui suppose des charges fixes. L'autoconsommation n'est pas une façon de réduire le coût des nouvelles lignes ; elle permet

uniquement d'éviter de payer des taxes sur la propre électricité. Il y a donc un effet de transfert vers les autres consommateurs, puisque le fonctionnement des réseaux induit essentiellement des charges fixes. Le bilan prévisionnel de 2017 montre que si 4 millions de foyers étaient équipés d'un système d'autoproduction en 2035, le gain pour chacun d'entre eux serait d'environ 100 euros par an, mais que le surcoût pour les foyers qui ne pourront pas s'équiper atteindra 17 euros par an. Quant au surcoût net pour le système électrique, il sera de 150 millions d'euros. Cela pose des questions d'équité, dont le débat récent montre qu'elles sont centrales. La péréquation, un élément important de notre pacte républicain, demeure d'actualité. Pour ma part, je suis fier que RTE assume et cette mission régaliennne de fournir le même service au même prix et sur l'ensemble du territoire. C'est une notion qu'il nous faut impérativement préserver, fût-ce à l'aune de volontés d'une autoconsommation qui n'est pas totalement indépendante.

Les coûts du raccordement des EnR au réseau sont identifiés dans les S3REN (schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables). Ces schémas, qui supposent une concertation très large avec les distributeurs et l'ensemble des producteurs, sont élaborés en cohésion avec les schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires – SRADDET.

Il faut commencer par relier le parc de production considéré au réseau de transport et de distribution. Les coûts de raccordement sont pris en charge à 100 % par le producteur, dès lors que l'installation fait plus de 5 MW. Cela concerne environ 94 % des capacités d'éoliennes et un tiers des capacités photovoltaïques. Les installations plus petites bénéficient d'un taux de réfaction de 40 %, couvert par le TURPE.

Mais le raccordement des installations suppose souvent, pour évacuer les nouvelles capacités de production, de créer de nouveaux ouvrages dédiés aux énergies renouvelables sur le réseau de distribution ou de transport. Ces ouvrages sont identifiés dans le cadre du S3REN. Les coûts sont pris en charge par tous les producteurs, qui paient la quote-part au prorata de la capacité qu'ils ont installée, tout au moins pour les installations terrestres. La quote-part est évaluée et arrêtée à l'échelle de chaque région ; de ce fait, elle diffère de l'une à l'autre. Cela pourrait poser problème, mais je crois savoir que la question n'a jamais été soumise au Conseil constitutionnel.

Enfin, les travaux de renforcement des ouvrages du réseau qui ne sont pas dédiés uniquement aux EnR sont financés via le TURPE.

Les vingt et un premiers schémas S3REN, élaborés entre 2012 et 2016, prévoient, pour la France continentale, la création d'ouvrages dédiés pour un montant de 772 millions d'euros, dont 317 millions d'euros pour les ouvrages RTE, financés par la quote-part. Fin 2018, 53 % de ces montants avaient été dépensés ou engagés. Les travaux de renforcement d'ouvrages dédiés, financés via le TURPE, atteignent 261 millions d'euros, dont 189 millions pour les ouvrages RTE. Fin 2018, 56 % de ces montants avaient été dépensés ou engagés.

Ces schémas sont dimensionnés pour accueillir 26 GW de production d'énergie renouvelable. La quote-part « *transport et distribution* » varie entre 0 euro le MW, quand aucun aménagement supplémentaire n'est réalisé, et 70 000 euros le MW. Le coût total des investissements pour le raccordement au réseau des énergies renouvelables, financé par le TURPE, représente 4,3 milliards d'euros par an, soit 8 % du tarif de vente résidentiel.

RTE a investi 1,4 milliard d'euros en 2018 – la moyenne de nos investissements annuels, toutes énergies confondues, est située entre 1,4 et 1,5 milliard d'euros – pour remplacer les infrastructures vieillissantes, en développer de nouvelles et mettre en place des outils d'intelligence numérique – j'y reviendrai. Ces investissements ne sont pas couverts instantanément par le tarif ; la règle veut qu'ils soient amortis sur la durée de vie de l'actif, qui est de quarante-cinq ans pour les ouvrages de raccordement en mer. Le dispositif du TURPE autorise une séance de rattrapage tous les quatre ans, voire année après année : le régulateur sait faire preuve du pragmatisme nécessaire, il prend en compte les évolutions auxquelles nous sommes confrontés et peut déplacer les curseurs en fonction de nouveaux éléments.

Les coûts identifiés dans le cadre des S3REN ne représentent pas l'intégralité des coûts de l'adaptation du réseau, puisque certains projets ne sont pas dédiés à 100 % à l'accueil des EnR. Les coûts liés aux projets d'éolien en mer posé ne sont pas inclus dans les S3REN ; autrement dit, ils ne sont pas soumis au régime de droit commun, à l'inverse des projets d'éolien flottant – qui flotte encore, si l'on peut dire.

Au total, les coûts d'adaptation du réseau de RTE au nouveau *mix* énergétique seront de 2,1 milliards d'euros sur la période 2019-2022, dont 1,2 milliard pour l'éolien en mer. Les producteurs rembourseront 300 millions d'euros ; le reste sera répercuté sur les tarifs, donc sur les consommateurs, via le TURPE.

Je rappelle que les règles des premiers appels d'offres concernant l'éolien en mer ont été modifiées : le raccordement des parcs, autrefois financé par la CSPE sous son ancienne forme, est désormais « turpé » et assumé par RTE. La partie financée aujourd'hui est la partie « *transport* ». Le glissement n'est pas que sémantique.

RTE estime que la dynamique actuelle d'investissements est adaptée jusqu'à une cinquantaine de GW – 25 GW sont aujourd'hui installés –, sous réserve que des leviers d'optimisation, comme les solutions numériques auxquelles nous sommes attachés, soient mis en place. En effet, la réalisation de nouvelles infrastructures demande beaucoup de temps, compte tenu des oppositions qu'elle suscite ; les progrès numériques, eux, apportent de nouvelles capacités de réactivité et de flexibilité.

Ces investissements représentent 70 % des objectifs de la PPE option haute – 35 GW d'éolien terrestre et 45 GW de photovoltaïque en 2028 – et 100 % des objectifs de la PPE option basse – 34 GW d'éolien terrestre et 35 GW de photovoltaïque. Cela signifie que si la PPE tient sa trajectoire, au-delà des besoins liés aux seules adaptations structurelles requises pour le branchement de nouvelles sources d'énergies renouvelables, il faudra prévoir quelques bricoles en plus...

Quelles sont les sources d'économies ? La règle est d'anticiper pour optimiser. C'est l'avantage d'être un monopole : nous sommes une infrastructure vitale pour le pays et nous sommes seuls chargés de l'équilibre entre l'offre et la demande. C'est donc à nous qu'il nous incombe de gérer les flux variables de production. L'avantage de cette situation de monopole est que cela nous permet de planifier, de mutualiser les installations ; ce faisant, nous pouvons réduire les coûts, les délais et surtout les impacts environnementaux. Si chacun se raccordait là où bon lui semble, à l'heure qu'il veut et au prix qui lui convient, cela risquerait d'être dommageable pour l'ensemble de la collectivité. C'est à nous de veiller au grain, avec les fameux S3REN.

Je profite de l'occasion pour vous soumettre une proposition que j'ai déjà formulée lors d'une autre audition à l'Assemblée nationale : il serait bon d'accorder le temps d'élaboration du SRADDET avec celui du S3REN. Ce dernier schéma apporte du rationnel à la réflexion. En prévoyant ce qui est possible à une échéance de quatre ou cinq ans, il peut apporter aux élus qui bâtissent le SRADDET des éléments concrets et accessibles au débat.

Grâce à l'anticipation et à la mutualisation, nous gagnons en transparence et en prévisibilité des coûts. La mutualisation, y compris pour les parcs éoliens en mer, est un bien commun qu'il faut préserver. Chacun rêverait d'avoir son poste électrique, mais dès l'instant où nous nous en occupons, un poste électrique peut servir à plusieurs parcs, ce qui permet d'optimiser les équipements.

Comme je l'ai expliqué, c'est le TURPE qui financera les coûts de raccordement et de transport de l'éolien en mer, qui s'élèvent à 300 millions d'euros en moyenne pour un parc de 500 MW, auxquels il convient d'ajouter le coût d'un poste en mer, de l'ordre de 100 millions d'euros. La part du transport et du raccordement, de 400 millions d'euros pour un parc estimé à 1,8 milliard d'euros, est significative. Le fait qu'elle soit prise désormais en charge par le TURPE, donc le tarif – ce qui est le cas dans la quasi-totalité des autres pays d'Europe – permettra aux candidats du projet au large de Dunkerque de faire une offre de tarif moins élevée.

Ces actifs seront amortis sur quarante-cinq ans avant d'être éventuellement démantelés. Le raccordement d'un parc éolien en mer, suppose, comme pour les liaisons sous-marines, d'obtenir de l'État l'autorisation d'utiliser le domaine maritime. À l'origine, on pensait devoir provisionner les coûts liés au démantèlement dès la première année, ce qui renchérisait le coût et accréditait l'hypothèse que la concession de vingt ans ne serait pas renouvelée. Nous sommes parvenus à un accord très pragmatique, et j'en remercie les services de l'État : trois ans avant la fin de la concession, nous aurons rendez-vous pour évaluer, selon les conséquences sur l'environnement, la nécessité ou non de démanteler. Je suis de ceux qui pensent que l'on provoque parfois plus de dégâts en démantelant qu'en laissant les choses en l'état, lorsque les câbles sont ensouillés par exemple. Nous saurons alors si le parc pourra encore être exploité. Le coût du démantèlement, qui sera forcément « turpé », n'est pas intégré dans les prix que je vous ai indiqués.

Dans la loi pour un État au service d'une société de confiance – ESSOC –, vous avez confirmé le rôle de « mutualisateur » de RTE. L'effet de série et de *hub* provoqué par la mutualisation aura un impact significatif sur les coûts.

Je sais les parlementaires passionnés par les questions de concertation, de débat démocratique et de transparence. Dans ce domaine, nous ne sommes jamais déçus ! Tout raccordement suppose une « concertation Fontaine » – du nom de l'auteur de la circulaire –, dont la première phase est dédiée à la présentation de l'aire d'étude et la seconde à la détermination du fuseau de moindre impact du projet dans le territoire ; suit la procédure d'obtention de la déclaration d'utilité publique, qui suppose plusieurs mois d'un débat compliqué, la validation ou non du commissaire enquêteur, qui peut recommander de construire des ouvrages complémentaires ; ajoutez-y toutes les autorisations environnementales, éventuellement les prescriptions d'archéologie préventive – les sous-sols, y compris marins, sont riches en France – et les dérogations à la protection des espèces protégées pour réaliser des travaux à certaines saisons, mais pas à d'autres... la liste est interminable, et par le fait génératrice de surcoûts et délais qui s'allongent à l'infini.

C'est le quotidien de RTE : nous gérons en permanence 200 contentieux, car nous sommes toujours les premiers arrivés dans les projets d'installation de parcs. Je rappelle que l'éolien en mer est toujours pénalisé par les recours : aucune procédure n'est close pour le moment.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Merci pour votre propos liminaire.

J'aimerais revenir sur deux points que vous vouliez développer, sans en avoir eu l'occasion, à savoir la flexibilité et l'intelligence numérique, en y ajoutant une question relative au stockage. Je laisserai ensuite la parole à mes collègues, avant de poser quelques questions complémentaires.

M. François Brottes. Vous êtes de l'Isère, madame la rapporteure, n'est-ce pas ? (*Sourires*). Cela se sent.

M. le président Julien Aubert. À questions courtes, réponses courtes, évidemment.

M. François Brottes. Vous exagérez, monsieur le président (*Sourires*) : traiter la question de la flexibilité en peu de temps... Mais je vais quand même essayer.

La flexibilité est d'abord l'obligation, pour nous, d'équiper le réseau en capteurs et en intelligence artificielle en *back-up*, dans des proportions considérables. Nous gérons 300 000 données par seconde aujourd'hui, et il y en aura 3 millions après-demain. On ne peut pas le faire à la main. Tout va donc être automatisé au maximum pour anticiper l'arrivée du vent, l'hygrométrie, la chaleur et l'usure prématurée de tel ou tel équipement. On est en train de ficher la totalité de nos équipements. Je rappelle qu'il y a quasiment 3 000 postes électriques et 105 000 kilomètres de lignes : ce n'est pas un petit boulot... Si on ne le fait pas, et si on ne peut pas, en outre, réaliser des infrastructures, on n'arrivera pas à gérer le comportement des nouveaux entrants. D'autant que les anciens ne se comportent pas de la même façon qu'auparavant – je ne veux pas accuser uniquement les nouveaux acteurs. De fait, nous sommes confrontés à une situation qui nous oblige à bien des acrobaties.

Le fait, par exemple, de pouvoir écrêter 1 % d'une énergie dont on n'a pas besoin dans le réseau, et qui pourrait venir, par exemple, de l'éolien, permet de réaliser un gain significatif : on divise par deux les coûts d'adaptation. Il est inutile de surdimensionner une infrastructure pour véhiculer des électrons dont on n'a pas besoin, sinon deux ou trois fois par an : c'est complètement idiot. Les producteurs de renouvelable ont compris qu'ils étaient des partenaires du système et ils jouent le jeu. Ils sont d'ailleurs rémunérés au prorata de ce qu'ils perdent, quand on écrête, mais cela coûte moins cher à la collectivité que de laisser arriver un pic de production. Et ce n'est qu'un exemple des manières dont nous faisons en sorte que l'hybridation numérique du réseau électrique nous sauve la vie quand il s'agit de gérer l'équilibre.

La flexibilité est aussi liée à l'interconnexion. Vous n'en avez pas parlé, madame la rapporteure, mais le président de votre commission en a dit quelques mots. Je ne vois pas ce que l'on ferait sans les interconnexions avec les pays voisins. Nous en avons aujourd'hui 50 et il en existe 420 dans toute la zone européenne. Pendant une dizaine, voire une vingtaine de jours par an, ce qui n'est pas beaucoup, nous sommes sauvés par les importations, alors que nous sommes des exportateurs nets, très fortement. Ce n'est pas intuitif : les gens se disent que l'on n'a pas besoin de production complémentaire puisque nous sommes largement

exportateurs – on a même battu cette année un record d’exportation. Mais ce ne sont que des moyennes : cela ne résout pas le problème qui se pose en temps réel, à la seconde près. Ceux qui raisonnent, les commentateurs, les experts économistes et tous ceux qui ont un avis sur ces questions oublient parfois de raisonner sur le temps réel, sur ce que nous vivons. Notre sport consiste à gérer seconde par seconde. Les interconnexions sont un élément de flexibilité.

J’en arrive à l’effacement, qui ne figurait pas dans votre question. Je pense que nous avons là un gisement important, de l’ordre de 3 GW. Il faut y ajouter ce que l’on appelle l’interruptibilité, qui représente 1,5 GW – cela concerne 21 sites industriels, que l’on arrête en une seconde. Nous l’avons fait pour éviter un *black-out* le 9 janvier dernier, à 21 heures 03 – de mémoire. Heureusement que nous avons cette possibilité sous le pied. Sinon, il aurait été compliqué de maintenir la fréquence à 50 Hz sur l’ensemble du réseau européen. Le problème ne se trouvait pas chez nous, mais comme tout le monde attrape la grippe quand l’un d’entre nous éternue, on est bien obligé d’avoir des mesures de solidarité.

L’effacement est un gisement qui n’est pas encore à son maximum dans le secteur tertiaire et, par exemple, dans les équipements électroménagers. Je vous invite à auditionner des constructeurs français, si vous en avez le temps, qui travaillent sur l’idée consistant à introduire dans les réfrigérateurs, les congélateurs et d’autres équipements fonctionnant en permanence des éléments de pilotage. Si on arrête cinq minutes un réfrigérateur, ce n’est un problème ni pour celui-ci ni pour ce qu’il contient. Si l’on multiplie cinq minutes d’arrêt par des millions de réfrigérateurs, on obtient une capacité de pilotage assez remarquable sur le plan de l’interruptibilité. Il faut pousser plus loin ce type de raisonnement. L’industrie commence à s’y intéresser, elle est volontaire. Nous sommes tout à fait disposés à aider une entrée sur le marché de l’effacement. Il faudra peut-être certaines adaptations, étant entendu que notre problème est la pointe, le matin et le soir : tout ce qui pourra limer cette pointe nous évitera des productions complémentaires. Cela représente un chantier considérable. J’ai le sentiment que le Gouvernement en a parfaitement conscience et qu’un certain nombre de propositions pourraient être faites. On voit qu’il y a des gisements qui ne sont pas complètement exploités. Le modèle économique n’est pas nécessairement facile car cela suppose de faire du porte-à-porte. Mais si c’est le constructeur qui met en place le système en amont, c’est moins compliqué que d’aller frapper à la porte de tout un chacun pour installer un petit capteur dans les réfrigérateurs.

Il y a aussi les gestes écocitoyens. Nous pratiquons Écowatt en Bretagne et dans la région Sud – est-ce bien ce qu’il faut dire, monsieur le président ?

M. le président Julien Aubert. Vous êtes bien renseigné (*Sourires*).

M. François Brottes. Je ne voudrais surtout pas dire PACA, car sinon...

Dans ces péninsules historiquement électriques, même si c’est un peu moins vrai pour la dernière, les citoyens – plusieurs dizaines de milliers – sont au rendez-vous quand on leur envoie un petit message par SMS : ils acceptent de laver un peu plus tard à la machine leur vaisselle ou leur linge, ce qui représente 1 ou 2 % de la consommation. Ce n’est pas mal : enlever 2 % en période de pic permet souvent de passer la difficulté.

En ce qui concerne le stockage, il faut évoquer les différentes techniques plutôt que parler de cette question de manière générale. Les technologies se caractérisent notamment par différents dimensionnements, selon la puissance de la capacité de stockage d’énergie. L’énergie, c’est le stock ; la puissance, c’est la capacité à charger ou à décharger le stock

rapidement. C'est très important : on ne peut pas comparer deux stockages si l'on ne regarde pas comment ils libèrent l'énergie, à quelle vitesse et avec quelle puissance. En fonction du ratio puissance/énergie des batteries, les moyens de stockage peuvent rendre différents services aux réseaux.

RTE s'intéresse à l'ensemble des technologies. Nous avons, bien entendu, des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) dans le réseau, qui représentent environ 4,5 GW – Mme Battistel le sait bien ; mais les nouveaux gisements sont assez limités. Des batteries lithium-ion sont en cours de raccordement au réseau, notamment pour participer au réglage de la fréquence, avec des capacités de stockage de plusieurs dizaines de minutes. Je rappelle que l'électricité est l'énergie, la puissance, la fréquence et la tension : il faut que tout ce petit monde fonctionne selon des normes bien précises si l'on ne veut pas que le réseau s'écroule. Ceux qui entrent sur le réseau, y compris dans le cadre du déstockage, doivent épouser l'intérêt commun qui est lié à ces curseurs. Certains de nos clients s'intéressent aussi à l'installation de volants d'inertie – on en fabrique en France, d'excellente qualité – mais ils ne stockent pas beaucoup et libèrent très vite – en sept secondes. Cela peut néanmoins permettre de régler des problèmes de tension. Certains industriels ne se privent pas de s'y intéresser, mais on voit bien qu'il s'agit d'un usage marginal par rapport à d'autres techniques.

RTE a obtenu l'autorisation du régulateur, qui est pragmatique, je l'ai dit, pour installer des batteries sur le réseau afin de gérer des problématiques locales : c'est le projet RINGO. Nous sommes en train d'installer des batteries en trois points du territoire continental pour stocker du trop-plein d'énergie qui arrive dans le réseau à un moment où l'on n'en a pas besoin dans une région, tout en déstockant ailleurs le même volume dans le même temps. On le fait car, sinon, les producteurs pourraient dire que RTE perturbe le marché. En réalité, cela ne change rien à la demande de production au niveau global : c'est seulement une façon de ne pas avoir à réaliser des infrastructures. C'est pourquoi nous parlons de « lignes virtuelles » dans notre jargon. Avec l'accord de la CRE, nous avons permis l'émergence, ou la valorisation, de la filière industrielle française du stockage, qui compte peu d'acteurs, il faut le reconnaître. Nous allons pouvoir tester en vraie grandeur. Le régulateur nous a demandé de mettre la part de stockage que nous n'utiliserions pas pour nos propres besoins à la disposition des acteurs de production, afin qu'ils aient un *hub* de stockage à prix coûtant, sous le contrôle du régulateur. C'est en cours.

L'hydrogène, c'est un peu une tarte à la crème, si vous voulez bien me pardonner cette vulgarité, et cela prête à bien des confusions.

Celle-ci porte d'abord sur les différentes sources d'hydrogène. Il y a de l'hydrogène « gris », pas propre, produit à partir du méthane selon un processus de vaporeformage émetteur de CO₂, de l'hydrogène « bleu », produit selon le même processus de vaporeformage mais avec une capture du CO₂ émis – c'est presque de l'hydrogène propre –, et de l'hydrogène « vert », complètement propre, produit par électrolyse après d'électricité issue d'énergie renouvelable.

Il existe aussi une confusion en ce qui concerne les usages. On distingue les usages directs actuels, dans l'industrie, comme la fabrication d'engrais ou d'ammoniac, les usages directs futurs, par exemple la mobilité grâce à l'hydrogène, et les usages indirects via une injection dans le réseau de gaz, avec du méthane dans de faibles proportions – de 2 à 10 %. Dans ce dernier cas, on l'injecte après transformation en méthane de synthèse – c'est ce que l'on appelle la méthanation – en utilisant les infrastructures actuelles, avec beaucoup de perte.

Nous sommes proactifs sur l'ensemble des éléments de stockage, car il ne faut pas perdre de temps pour comprendre. Nous avons un partenariat avec GRTgaz à Fos-sur-Mer pour tester la mise en œuvre de l'hydrogène dans le réseau de gaz – c'est le « Power-to-Gas ».

Il y a une confusion, je l'ai dit, sur les différentes justifications des développements de l'hydrogène. On parle de « verdir » le système gazier. L'alternative serait l'électrification des usages. Il est question de soutenir la flexibilité du système électrique en apportant une solution de stockage-déstockage – c'est ce que j'ai évoqué. J'y crois, à une échelle de temps qui n'est sûrement pas de cinq ans, mais le prototype va nous permettre de savoir si cela tient la route sur le plan économique et industriel. Les équipes de RTE considèrent qu'il n'y a pas d'intérêt à intégrer cela dans le système avant 2035, mais si nous attendons cette date pour comprendre le fonctionnement et pour être performant, on risque d'avoir des problèmes. Il ne s'agit pas d'une solution immédiate aux problèmes que nous rencontrons, c'est vrai, mais il y a là potentiellement une solution d'avenir. C'est pourquoi nous travaillons sur le projet « *Jupiter 1 000* ». Pour ce qui est des industriels qui se raccordent directement aux réseaux de transport, je signale que deux unités de H2V ont déjà été raccordées, à Dunkerque et en Normandie, à Port-Jérôme – ce sont des fabricants d'hydrogène. Nous ne sommes pas face à quelque chose qui relèverait du mythe : cela devient une réalité qui commence à prendre corps.

J'ai senti que vous vouliez aussi m'interroger sur le véhicule électrique du point de vue de la flexibilité. Nous estimons qu'il y aura environ 16 millions de véhicules électriques en 2035. En tant que gestionnaires du réseau et garants de l'équilibre du système électrique, nous disons que cela peut être une chance considérable, à condition que le pilotage soit vertueux. Si tout le monde recharge où il veut, quand il veut, à la vitesse qu'il veut et pour obtenir le volume qu'il veut, on n'y arrivera pas : ce sera très compliqué. Pour donner une idée de la consommation d'énergie, 16 millions de véhicules représentent 35 térawattheures, soit l'équivalent de ce que consomme la région Nouvelle-Aquitaine – mais c'est moins que le chauffage électrique. Quel serait l'impact des appels de puissance sur le réseau et des pointes de consommation ? L'enjeu est là : un million de véhicules électriques représentent une pointe de près de 700 MWh s'il n'y a pas de pilotage. Nous étudions comment faire pour que ce soit une chance plutôt qu'une source d'embêtements – nous en parlerons fin mai.

Seize millions de véhicules électriques, ce sont 16 millions de batteries que l'on peut piloter pour soutenir le réseau. C'est l'équivalent en énergie de dix fois les STEP dont on dispose aujourd'hui. Il faut bien avoir conscience que c'est colossal, si c'est bien piloté. L'intérêt est de pouvoir stocker et déstocker : on stocke quand il y a une abondance d'électricité, typiquement la nuit, et on déstocke dans des moments où une question de pointe va peut-être demeurer. Si l'on pilote bien, on peut réaliser entre 1 et 1,5 milliard d'euros d'économies par an pour le système électrique européen. Il y a donc un enjeu de pilotage. Le législateur et ceux qui font les règlements devront certainement adopter une approche un peu coercitive afin que ce ne soit pas « open bar » – pardonnez-moi cette expression triviale. Sinon, nous ne réaliserons pas les gains considérables que je suis en train d'évoquer.

Je pourrais vous en dire encore beaucoup sur la flexibilité, mais je pense que j'ai déjà abusé du temps qui m'était imparti...

Mme Marie-Noëlle Battistel. Merci beaucoup pour tous ces éléments. Je vais vous poser quelques questions rapides.

Vous avez été mandaté par le Gouvernement pour faire des analyses complémentaires, publiées il y a quelques jours, sur l'équilibre entre l'offre et la demande pendant la période 2019-2023. J'avoue ne pas avoir encore lu ce document. Avez-vous fait des recommandations et peut-il y avoir une incidence sur le coût, selon que ces recommandations sont suivies ou non ?

Vous avez souligné à juste titre que le développement des ENR répond à un enjeu de sécurité et de sûreté du système électrique et que l'on va aussi avoir besoin, finalement, de plus en plus d'interconnexions dans ce cadre. À combien évaluez-vous les interconnexions supplémentaires au regard de cette évolution et de la complexité de la coordination des échanges entre pays ? Nous avons visité avant-hier le site de CORESO à Bruxelles, qui s'occupe de tous les échanges entre les pays. Cela dépend aussi beaucoup des politiques qu'ils mènent et de leur volonté de développer les ENR. Existe-t-il un « delta » positif entre le besoin de suréquipement éventuel en interconnexions et les bénéfices de ce développement en termes de sécurité et d'économies dans la réalisation d'équipements ? Autrement dit, quel est le « delta » en matière de coût en ce qui concerne les interconnexions ?

S'agissant de la production centralisée et décentralisée et de l'articulation dans ce domaine, vous avez fait état d'une attention particulière à la question de la péréquation : RTE se doit aussi de veiller à son respect. Si l'on n'y prête pas suffisamment garde, pourrait-il y avoir un déséquilibre entre la production centralisée et celle décentralisée, c'est-à-dire une mauvaise articulation génératrice de surcoûts ?

Pour ce qui est de l'effacement et de l'interruptibilité chez les industriels, considérez-vous que la rémunération est suffisante à ce stade ? On sait qu'il coûte vraiment très cher d'importer quand on en a besoin. L'effacement et l'interruptibilité sont rémunérés toute l'année même si l'on ne s'en sert pas, mais cette rémunération est-elle suffisante ? Si elle était plus élevée, ferait-on par ailleurs des économies ?

Concernant les STEP, vous avez considéré qu'il n'y a pas beaucoup de potentiel en France pour en développer davantage ; néanmoins, il y en reste un peu. Considérez-vous qu'il faut aller dans cette direction ? L'hydroélectricité n'est pas suffisamment évoquée dans la PPE, ou en tout cas elle semble le parent pauvre des énergies renouvelables.

M. le président Julien Aubert. Ces questions étaient très riches. Je suggère d'aller droit au but, comme on dit dans la deuxième ville de France (*Sourires*).

M. François Brottes. Je remercie Mme Battistel pour ces cinquante questions... (*Sourires*). J'imagine qu'elle acceptera des réponses un peu synthétiques.

S'agissant du rapport que nous venons de remettre, à la demande du Gouvernement, sur les hypothèses-tests concernant les délais, les retards d'ouverture de Flamanville et Landivisiau, les interconnexions et d'autres sujets encore, je vous renvoie à la conférence de presse du ministre et à notre rapport lui-même, qui est en ligne. Nous avons dit clairement quels sont les champs du possible et ceux de l'impossible. C'est un travail d'objectivation complète et très rationnelle de ce qui peut se passer dans telles et telles circonstances. Nous avons fait cet exercice. Comme il existe toute une série d'hypothèses, je ne vais pas les développer ici – je n'en ai pas vraiment le temps. Le rapport, je le redis, est en ligne et accessible à tous, puisque nous sommes un service public.

Mme Marie-Noëlle Battistel. Qu'en est-il des coûts ?

M. François Brottes. Nous avons d'abord travaillé sur les circonstances dans lesquelles on peut être garant au plan national, et pas seulement dans la région Ouest, du maintien de l'équilibre du réseau, ou non. Mais on peut aussi parler des coûts : je vous ai montré que l'on chiffrait des choses. Je voudrais d'ailleurs corriger une bêtise que j'ai dite tout à l'heure sous serment : le montant de 1,8 milliard que j'ai évoqué ne correspond pas au coût d'un parc. Nous n'avons pas le droit d'en savoir le coût, car il est soumis au secret des affaires. Il s'agit, en réalité, du cumul de ce tout ce que nous coûte le raccordement. Je préfère donc corriger : cela m'évitera d'aller en prison pour cause de mensonge devant une commission d'enquête (*Sourires*).

Le premier point n'est pas tant le prix que les circonstances dans lesquelles on est capable de maintenir le service. J'ai l'immodestie de penser que je préside une entreprise dont tout le monde a besoin dans l'ensemble du territoire, 24 heures sur 24. Cela crée des obligations. Il y a des coûts, bien sûr, mais le rapport vise d'abord à dire ce qui est possible et ce qui ne l'est pas. Il y a tout de même quelques éléments chiffrés.

S'agissant des interconnexions et de la complexité des échanges, merci d'être allé voir CORESO. Nous sommes un des membres fondateurs de CORESO et son directeur est un salarié de RTE. CORESO travaille à une concertation permanente entre les « mix » électriques dans l'Europe de l'Ouest afin d'anticiper un manque de vent ici, un manque de soleil là, ou la fermeture ponctuelle d'un parc nucléaire. Ce travail nous permet de mieux comprendre ce qui va se passer et donc de mieux gérer en temps réel. Heureusement qu'il y a des interconnexions pour permettre une anticipation mutualisée.

Vous avez évoqué le coût des interconnexions. Oui, une interconnexion coûte cher. Nous sommes en train de lancer une interconnexion entre Bordeaux et Bilbao ou à peu près, qui passera par le Golfe de Gascogne, pour un coût d'environ 2 milliards d'euros ; on en est au stade de l'appel d'offres Il y a aussi un projet de 550 kilomètres entre l'Irlande et la Bretagne qui devrait coûter 1 milliard d'euros. Nous sommes en train de terminer une interconnexion de 190 kilomètres entre l'Italie et la France, à peu près dans la même fourchette de prix. Par ailleurs, nous construisons une nouvelle interconnexion entre le Royaume-Uni et la France – les électrons font peu de politique. On raccorde et on est assez content, de temps en temps, d'avoir des solutions de secours chez les Suisses, les Britanniques, les Espagnols, souvent, ou les Allemands, beaucoup – l'électricité chez eux coûte parfois moins cher, pour des raisons sur lesquels je reviendrai si vous m'interrogez.

L'Europe fait obligation aux États d'avoir un pourcentage d'interconnexion par rapport à leur production. Le premier motif invoqué est de rendre fluide le marché. Il est vrai que plus il y a d'acteurs qui peuvent jouer sur le marché de l'électricité, plus il y a d'interconnexion possible, et que moins l'intermittence ou la variabilité des renouvelables est grande – je pense à l'éolien –, plus il y a d'interconnexion aussi. Comme il y a toujours du vent quelque part, on est sûr qu'il y a quand même de l'énergie « intermittente » dans le réseau. Il y a aussi la solidarité entre les pays : certains ont une production un peu en deçà de leurs besoins, et heureusement que les interconnexions sont là.

Est-ce cher ou non ? Comme vous l'avez dit, monsieur le président, la CRE, c'est-à-dire le régulateur, regarde la situation et s'investit beaucoup dans la négociation. Nous avons obtenu de la Commission européenne une subvention de 572 ou 576 millions d'euros pour l'interconnexion avec Bilbao : la Commission a considéré que c'était un acte très important de solidarité avec la péninsule ibérique, à savoir l'Espagne et le Portugal. Il y a à la fois des coûts réels, une volonté politique et une réalité, sur le plan technique et sur celui de la solidarité,

sans laquelle on aurait du mal à faire évoluer nos « mix » énergétiques. Même nous, qui sommes le plus grand exportateur d'Europe, nous avons vraiment besoin des autres de temps en temps. Quel est le prix à payer d'un *black-out* ? C'est aussi une question que je pourrais vous renvoyer.

L'interruptibilité est-elle suffisamment rémunérée ? Soyons prudents : cette audition est publique et peut-être la regarde-t-on à la Commission européenne... On a reproché à la France d'avoir un dispositif qui peut ressembler à une aide d'État. Vous connaissez l'antienne... J'ai même appris que certaines institutions françaises estimaient, lors d'auditions que vous présidiez, madame Battistel, que c'était peut-être cher payé – à l'inverse de ce que vous avancez, pour votre part – au motif que les performances en termes d'économies d'énergie ne seraient pas à la hauteur de la somme versée. Pour avoir été un peu l'auteur de ce méfait dans une vie antérieure, sur le plan législatif, je voudrais faire un rappel : cette pratique existe dans la totalité des pays européens, notamment l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne, dans des proportions financières souvent plus importantes.

M. le président Julien Aubert. Pouvez-vous préciser, pour l'éducation de tous les membres de cette commission ?

M. François Brottes. Afin de ne pas dire une bêtise, je préfère vous envoyer une note. J'avais d'ailleurs eu beaucoup de mal, à l'époque, à connaître les prix. Tout cela est un peu compliqué... Il doit rester quelques archives à la commission des affaires économiques, auxquelles je vous renvoie.

Cette contestation nous a amenés à plaider, à RTE, qu'il s'agissait plus d'un pré-délestage que d'une interruptibilité. En gros, on déleste des industriels qui sont d'accord pour l'être plutôt que des citoyens qui n'ont rien demandé. Quand on est un peu ric-rac au niveau de l'offre et de la demande, il ne nous reste plus qu'à couper le courant de 20 % des consommateurs d'électricité. Nous avons dit à la Commission européenne qu'il valait mieux délester des gens qui ont donné leur accord plutôt qu'aller embêter des Européens qui n'ont rien demandé.

Cela concerne vingt et un sites, ce qui n'est pas beaucoup, pour à peu près 90 millions d'euros. Est-ce suffisant ? Les industriels diront que non, la Commission que c'est beaucoup trop. La preuve est faite en tout cas, et nous n'avons pas forcé le trait, que cela peut être très utile.

La contrainte, rappelons-le, dure entre 1 et 5 secondes ; mais on coupe sans prévenir. Je voudrais le rappeler à ceux qui se sont exprimés sur ce sujet sans forcément connaître les détails, devant la mission que vous coprésidiez, madame Battistel : cela suppose d'adapter son mode de production industrielle pour être sûr que l'interruption soudaine du *process* ne crée pas de casse. Ce n'est tant un travail visant à économiser de l'énergie qu'à préserver l'outil industriel. On a expérimenté ce dispositif : il y a eu quelques « bobos » chez un industriel, mais lui-même a reconnu qu'il n'avait peut-être pas pris toutes les précautions nécessaires. En tout cas, c'est extrêmement pratique d'avoir un tel dispositif sous la main : c'est presque l'équivalent d'un réacteur nucléaire et demi. On ne peut certes pas interrompre pendant trois heures, mais dix minutes, vingt minutes, une heure tout au plus. Ou alors, il faudrait trouver un autre système et cela renchérirait considérablement les coûts. Je suis, en tout cas, très partisan de ce dispositif car il est très utile et il aide beaucoup à la sérénité.

Il n'est pas dans la culture des équipes de RTE de couper. C'est d'ailleurs un automate qui le fait. Il ne s'agit pas d'un acte humain, car on n'a pas le temps de faire un *brain storming* ou une réunion pour gérer le problème des 50 Hz : si on ne réagit pas en trois secondes, on est sûr d'avoir une catastrophe. Cela se fait automatiquement, en fonction de réglages préétablis, et cela a montré son utilité.

Je ne répondrai donc pas vraiment à la question de savoir si la rémunération est assez élevée. Sans doute faudrait-il la revaloriser si l'on demandait des arrêts plus longs.

Mme Laure de La Raudière. Je voudrais vous poser une question sur l'éolien terrestre. Avez-vous mesuré l'impact, pour les investissements, des raccordements récents qui sont à la charge de RTE, voire des producteurs – puisque, *in fine*, ce sont les Français qui vont payer, soit par le biais d'une taxe, soit par le prix de l'électricité –, du fait de l'absence de toute planification territoriale pour l'installation des éoliennes terrestres ? Elles s'implantent là où les promoteurs trouvent un accord avec les maires, les agriculteurs ou les propriétaires fonciers, là où il y a du vent, bien sûr, mais pas en fonction de l'organisation du réseau.

Je pose cette question pour deux raisons. D'abord, nous avons supprimé les zones de développement éolien (ZDE), qui permettaient d'avoir une certaine planification. Ensuite, l'acceptabilité sociale de l'éolien terrestre est devenue nulle compte tenu des pratiques des promoteurs. C'est un peu l'anarchie dans nos territoires. Plusieurs grands élus, comme Dominique Bussereau et Xavier Bertrand, ont lancé des alertes sur ce sujet. J'aimerais savoir combien coûte réellement le raccordement de tous ces petits projets éoliens dans l'ensemble du territoire – qu'ils soient supportés par RTE ou par les producteurs, dans la mesure où, au bout du compte, ce sont tout de même les Français qui paient.

M. François Brottes. Comme je l'ai indiqué, le raccordement coûte 300 millions d'euros sur un montant total de 3 milliards. J'ai également indiqué le coût des quotes-parts et le coût qui revient à RTE.

Mme Laure de La Raudière. Ma question n'est pas celle-ci, monsieur le président. Quelle est l'incidence de l'absence de planification directoriale ? À quel pourcentage s'élève le surcoût ?

M. François Brottes. Je regrette de devoir vous contredire, madame la députée : tout cela est bel est bien planifié. Les schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) définissent les zones dans lesquels des parcs éoliens peuvent ou non être implantés. Aucune installation n'est possible là où le schéma interdit l'implantation d'éoliennes. De même, lorsqu'une commune ou une communauté de communes refuse la présence d'une installation classée sur une partie de son territoire, elle a la main pour interdire l'implantation d'éoliennes. En clair, les territoires ne sont pas empêchés d'émettre un avis – je le précise car cette question suscite parfois un peu d'hypocrisie.

Mme Laure de La Raudière. Je ne suis pas sûre que le SRADDET soit un document d'urbanisme opposable et suffisamment élevé dans la hiérarchie des normes. Ensuite, il n'est pas possible, en instruisant un plan local d'urbanisme (PLU), d'interdire l'éolien sur la totalité du territoire d'une collectivité. C'est la situation qui prévaut aujourd'hui. Même si tel n'était pas le cas, il n'y a aucune planification : nombre de PLU sont mis en œuvre sans même que la question de l'éolien ne soit abordée par les élus sur le plan local, souvent par méconnaissance. Concrètement, il n'y a donc pas de planification.

M. François Brottes. Sous réserve de vérification, les zones que le SRADDET ne désigne pas parmi celles qui peuvent accueillir de l'éolien ne le pourront pas – car dans le cas contraire, ces schémas régionaux ne serviraient à rien. Selon moi, ils sont prescriptifs. Cela étant, ils portent sur des zones assez larges et n'entrent pas dans le détail. C'est lors de l'élaboration des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REN) que nous effectuons avec le distributeur l'examen détaillé de la liste des projets pour déterminer s'ils sont raccordables, dans quels délais et à quel prix. Autrement dit, RTE encourage la mutualisation et la responsabilisation, grâce au calcul des quotes-parts. Les projets délirants, très coûteux et difficiles à raccorder au réseau, par exemple, sont freinés naturellement. Pour nous, la planification est obligatoire ; sans elle, nous ne pouvons pas accueillir les projets sur le réseau. Cette planification se fait dans un cadre respectueux du SRADDET pour éviter toute approche désordonnée.

En ce qui concerne les PLU, il ne s'agit pas de plans interdisant globalement l'éolien ; il peut néanmoins être prévu d'interdire les installations classées dans certaines zones de développement économique, dont les éoliennes, mais pas seulement. En clair, les territoires ont la main tout à la fois grâce aux SRADDET et grâce aux PLU. S'y ajoute le S3REN – c'est le préfet, de mémoire, qui valide le montant de la quote-part. Le processus est donc sous contrôle de manière à ce qu'il ne soit pas fait tout et n'importe quoi. En tout état de cause, je ne saurais laisser dire que l'anarchie complète prévaut.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Les élus sont-ils consultés même lorsque les installations sont en deçà d'une certaine taille ?

M. François Brottes. Les SRADDET autorisent ou interdisent ; le critère du volume n'intervient pas.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Concrètement, comment envisagez-vous la coordination entre le SRADDET et le S3REN ?

M. François Brottes. Mon avis – que ne partagent pas toujours les professionnels – est qu'il ne faut pas se passer de l'implication des élus. Nous peinons déjà à faire accepter les installations au niveau local ; certains, de surcroît, souhaitent la suppression des SRADDET. Nous faisons une proposition différente : il faut maintenir les SRADDET, qui ont leur importance dans la hiérarchie des normes puisqu'ils ont été instaurés par la loi.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Ils ne sont pas prescriptifs.

M. François Brottes. Lorsqu'un SRADDET ne prévoit pas de possibilité d'installation à tel endroit, alors l'installation n'est pas possible. Certes, le SRADDET ne prescrit ni le nombre de gigawatts ni la localisation exacte des installations, mais il identifie dans le territoire des endroits où l'implantation d'unités de production d'énergies renouvelables est possible et d'autres où elle ne l'est pas. Encore une fois et sous réserve de vérification, il n'est donc pas possible d'en implanter sans l'autorisation prévue dans le SRADDET. J'espère pouvoir vous confirmer rapidement ce point important.

Mme Laure de La Raudière. Très important !

M. François Brottes. Dans le cas contraire, à quoi servirait-il d'établir des SRADDET ?

Mme Laure de La Raudière. Rappelez-vous nos échanges de 2014, monsieur le président Brottes : à l'époque, vous affirmiez que les schémas de cohérence territoriale (SCOT) protégeaient les territoires dans lesquels ils n'autorisaient pas l'installation d'éoliennes mais, dans la hiérarchie des normes ; or ce n'est pas le cas.

M. François Brottes. Malgré tous mes efforts, il peut m'arriver de dire des bêtises... Les plans locaux d'urbanisme intercommunal (PLUI), pour ne pas parler des SCOT, peuvent désigner des zones dans lesquelles l'implantation d'installations classées n'est pas autorisée ; ils sont à la main des élus et cette réalité n'a pas changé. Nous avons deux possibilités de modifier la décision mais tous les recours possibles et imaginables ouvrent la voie aux procédures les plus dilatoires... De ce fait, il est beaucoup plus rapide de fermer un parc que d'en ouvrir un. Nous faisons face à une baisse potentielle de 18 gigawatts et si nous ne trouvons pas rapidement des solutions de rechange, nous ne pourrions pas compter que sur les interconnexions – mais je ferme cette parenthèse déjà ouverte tout à l'heure.

Quant aux S3RENR, ils servent à dire le possible, à quelle vitesse et à quel prix. Nous faisons donc la proposition suivante : pendant que les élus régionaux se penchent sur l'élaboration du SRADDET, contribuons-y au moyen du S3RENR afin qu'ils mènent une réflexion politique sur le champ des possibles qui soit au moins compatible avec le champ des probables. Aujourd'hui, au contraire, le SRADDET est élaboré avant le S3RENR ; cela ne me semble pas pertinent. Nous plaillons pour la concomitance des deux documents et j'invite le législateur à aller dans le même sens. Ce faisant, nous commencerions par livrer le champ des possibles sur le plan technique, et nous en saisissons la région afin qu'elle ait une base de réflexion. Elle mènerait ensuite son travail politique dans le cadre du SRADDET et livrerait son avis, suite à quoi nous reprendrions la main pour élaborer un S3RENR compatible avec les décisions de la région. Tout porte à croire qu'une fois alertée sur la faisabilité technique des projets, la région ne se contente pas d'une réflexion politique uniquement virtuelle – il est difficile de raisonner sans réseau technique implanté.

Mme Véronique Louwagie. Vous nous avez indiqué le montant des investissements nécessaires pour mettre en place les ouvrages de production d'énergie renouvelable, mais vous avez également dit que plus la production est décentralisée, plus le réseau de distribution est utilisé. Outre les investissements initiaux, existe-t-il un surcoût d'utilisation lié à la décentralisation croissante de la production ?

D'autre part, vous nous avez tendu une perche en indiquant que les coûts sont moindres en Allemagne. Pouvez-vous nous en dire davantage ?

M. François Brottes. Permettez-moi d'abord de confirmer à Mme de La Raudière que les schémas régionaux climat air énergie (SRCAE) n'étaient pas prescriptifs ; en revanche, les SRADDET le sont.

Mme Laure de La Raudière. Ou le seront !

M. François Brottes. Un SRADDET adopté est prescriptif.

Mme Laure de La Raudière. Peut-être, mais aujourd'hui c'est l'anarchie : ces documents n'existent pas !

M. François Brottes. La décentralisation progressive de la production, madame Louwagie, sollicite davantage le réseau de transport, et non de distribution. Autrefois, le

réseau de transport servait à acheminer depuis les grands centres de production vers les réseaux de distribution une énergie que l'on n'avait pas en local. Aujourd'hui, cette logique s'inverse à mesure que se développe la production décentralisée. C'est donc un nouveau métier.

Mme Véronique Louwagie. Y a-t-il un surcoût ?

M. François Brottes. Les contraintes nouvelles génèrent forcément un surcoût, encore que : lorsque certaines centrales de production historiques manquent à l'appel, les productions locales sont bien utiles pour s'y substituer ! Dès lors que l'on dégrée certains moyens de production, parce qu'ils sont polluants ou vieillissants, il est très utile de disposer d'une production décentralisée pour prendre le relais. Le réseau s'adapte ensuite pour maintenir son équilibre. Il faut donc dresser un bilan coût-bénéfices en tenant compte de l'évolution des productions, y compris les plus traditionnelles. Je ne peux guère vous répondre que ceci : des adaptations au réseau sont nécessaires mais les choses seraient sans doute pires autrement.

Mme Véronique Louwagie. Résumons : il y a un surcoût mais il est nécessaire.

M. François Brottes. Oui, à ceci près que nous ne pouvons plus raisonner comme il y a vingt ans à partir du parc traditionnel existant. Il y a effectivement un surcoût, mais il aurait sans doute été supérieur sans cette adaptation.

Mme Véronique Louwagie. Qu'en est-il des coûts en Allemagne ?

M. François Brottes. Il arrive que le secteur éolien allemand paie pour que nous absorbions sa surproduction ; c'est l'effet de marché. Le fonctionnement des interconnexions repose sur deux facteurs : le premier tient au fait que certains pays, comme la France, sont en déficit de production pendant dix à vingt jours par an, lors des pics. Deuxième facteur : l'énergie est moins chère ailleurs. Je vous renvoie à la [rubrique « éco2mix »](#) du site internet de RTE, qui présente l'état en temps réel des échanges et indique le prix de l'électricité dans chaque pays. Les acheteurs achètent ensuite l'électricité là où elle est la moins chère.

La question du prix fait débat : poids du charbon, subventionnement des énergies renouvelables – un argument qui a du sens... Pour toutes ces raisons, la France importe souvent de l'électricité en provenance d'Allemagne.

M. le président Julien Aubert. Revenons aux chiffres et soyons clairs, monsieur le président. Vous avez indiqué que le surcoût lié aux énergies renouvelables pour 2019-2022 s'élevait à 2,1 milliards d'euros, dont 1,2 milliard au titre de l'éolien en mer et 300 millions sont remboursés par les producteurs. Le surcoût total des énergies renouvelables pour cette période s'élève donc à 1,8 milliard. Cependant, vous avez évoqué un autre montant de 1,8 milliard qui correspond au raccordement d'un parc éolien.

M. François Brottes. Ce montant de 1,8 milliard couvre la totalité du coût lié aux ENR.

M. le président Julien Aubert. Soit, les choses sont claires. Reprenons : l'éolien en mer représente 1,2 milliard sur un total de 2,1 milliards et, partant du principe que les producteurs de ce secteur remboursent à RTE à peu près dans les mêmes proportions que les autres, le surcoût de l'éolien en mer doit donc s'élever à environ 1 milliard, selon une règle de trois des plus basiques.

M. François Brottes. Non, ce n'est pas le cas.

M. le président Julien Aubert. Autrement dit, le montant de 1,2 milliard qui correspond à l'éolien en mer est un coût brut, sans remboursement aucun. Résumons : sur un surcoût total de 1,8 milliard lié aux ENR, 1,2 milliard provient de l'éolien en mer. Est-ce le cas ?

M. François Brottes. Oui.

M. le président Julien Aubert. Très bien. Ma deuxième question découle de la première : au-dessus de 5 mégawatts, la prise en charge du raccordement, nous avez-vous dit, incombe à l'opérateur d'ENR, ce qui représente 94 % des unités de production. Qu'en est-il du surcoût de 1 milliard pour l'éolien que nous venons d'évoquer ? D'autre part, l'éolien en mer n'est pas pris en charge par l'opérateur mais *quid* des autres éoliens ?

M. François Brottes. En ce qui concerne les parcs d'une puissance supérieure à 5 mégawatts, l'opérateur supporte 100 % des coûts de raccordement. Pratiquement 95 % des parcs éoliens et 33 % des parcs photovoltaïques sont dans ce cas de figure ; les autres n'y sont pas et paient en gros 40 % des coûts de raccordement au lieu de leur intégralité.

M. le président Julien Aubert. Autrement dit, les 5 % de parcs éoliens dont l'opérateur ne couvre pas la totalité des frais de raccordement génèrent 1,2 milliard d'euros de surcoût pour le seul éolien en mer et sans doute une autre part pour l'éolien terrestre.

M. François Brottes. Ils remboursent 300 millions sur un total de 2,1 milliards.

M. le président Julien Aubert. Certes, mais ce montant de 300 millions englobe l'éolien en mer, l'éolien terrestre et le photovoltaïque. Quelle est la part de chacun de ces trois secteurs ?

M. François Brottes. Je ne peux vous faire une réponse improvisée sur ce point ; je vous adresserai une réponse écrite. Je sais néanmoins avec certitude que la plus grosse part de ce montant est assumée par l'éolien.

M. le président Julien Aubert. Il reste néanmoins une charge importante pour RTE.

M. François Brottes. Oui. Mais il y a une question que vous ne me posez pas, monsieur le président : a-t-il fallu ou faut-il encore adapter le réseau aux autres sources de production d'énergie, et combien cela a-t-il coûté ? Vous seriez sans doute surpris par la comparaison.

M. le président Julien Aubert. Je n'avais pas cette question à l'esprit. Pour comprendre la transition énergétique, cependant, on raisonne souvent en coûts de production. Il faut aussi rappeler que les choix qui sont faits ne se fondent pas seulement sur le critère de la production mais aussi sur celui de l'organisation. Toute la difficulté consiste à identifier les surcoûts générés par la modification de l'organisation électrique. Pour 2019-2022, ce surcoût est de 600 millions d'euros par an, mais il risque d'augmenter à court terme en cas d'amplification de l'éolien, comme le prévoit clairement la PPE.

Ma deuxième question porte sur l'évolution du prix de sortie de l'éolien en mer ou de l'éolien terrestre. J'ai cru comprendre que ce coût ne tient pas compte du fait qu'en « turpant » une partie des coûts, on les transfère de la production vers le transport. Autrement

dit, le « turpage » de l'éolien en mer, notamment à Dunkerque, se traduit par un meilleur ratio économique pour les opérateurs. Sans trahir votre pensée, j'ai également cru comprendre qu'en réalité, le provisionnement du démantèlement n'est pas inclus dans le coût de production puisqu'il est décalé à trois années avant la fin de la concession. En clair, la construction d'un parc à 60 euros par mégawatttheure n'engage pas sur le démantèlement et que le « turpage » d'une partie du coût a permis d'alléger la facture. Est-ce bien le cas ?

M. François Brottes. Je n'ai pas connaissance du coût de production. Vous avez néanmoins raison de rappeler que le coût de raccordement – voire celui de la plateforme – est « turpé ». C'est donc au titre de ce tarif d'utilisation qu'est assumé le coût de cette partie du démantèlement, qui n'incombe donc pas au producteur – lequel a tout de même à sa charge le coût du démantèlement du parc, étant précisé qu'il l'intègre certainement dans sa demande de tarif.

J'entends votre raisonnement et je connais l'objectif de cette commission. Vous aurez néanmoins à cœur de vous pencher sur cette question : avons-nous besoin des ENR alors que nous dégréons des moyens polluants ou traditionnels qui ne sont plus au rendez-vous ? Je maintiens ce raisonnement que j'ai tenu en début d'audition. Le raisonnement en termes de coût doit tenir compte du coût dans son ensemble.

On nous dit que l'interruptibilité coûte 90 millions d'euros, mais ce coût est couvert par le tarif. Autrement dit, ce sont en partie les ménages qui paient cette disposition. À ceux qui s'en choquent, je réponds que si les industriels disparaissent ou cessent de rendre ce service, le coût résiduel sera le même et les ménages paieront encore plus ! Il faut donc accepter cette mutualisation.

Si nous n'avions pas les ENR, en particulier l'éolien en mer dont le facteur de charge, de l'ordre de 45 %, est significatif – et en faveur duquel je plaide car il me semble que nous en avons besoin – et que nous dégréons dans le même temps les énergies carbonées, c'est toute l'économie d'ensemble qui s'en trouverait menacée. Je ne peux me substituer à votre commission et mon propos porte sur le raccordement, mais je me dois de vous encourager à adopter une approche d'ensemble.

M. le président Julien Aubert. Nous nous y employons, comme cela a été fait à propos d'autres énergies.

Ma question suivante porte sur l'objectif. Vous aviez été en première ligne de l'élaboration de la loi de transition énergétique, qui a notamment modifié les objectifs de la politique énergétique. L'article L. 100-4 du code de l'énergie prévoit que la politique énergétique vise entre autres à « *réduire les émissions de gaz à effet de serre* ». Lors de son audition devant cette commission d'enquête, le président de la commission de régulation de l'énergie nous a déclaré d'emblée que le développement des énergies renouvelables ne poursuivait pas un objectif carbone. Vous avez quant à vous parlé de sécurisation du réseau. Pensez-vous que tous ces investissements visent encore un objectif carbone, ce qui justifiait un surcoût, ou que d'autres dimensions ont pris le pas sur cet objectif initial prévu dans la loi relative à la transition énergétique et qu'il est désormais plutôt question de s'adapter à l'évolution du marché de l'électricité et de sécuriser les réseaux ?

M. François Brottes. Je suis de ceux qui pensent qu'il faut toujours se fixer des objectifs ambitieux car le volontarisme aide à trouver une trajectoire.

M. le président Julien Aubert. C'est en effet ce que disait le général de Gaulle ; je ne peux donc que plussoyer...

M. François Brottes. Cela tombe bien : j'ai beaucoup de respect pour le général de Gaulle. Cela étant, il est tout aussi vrai qu'il est rare d'atteindre les objectifs que l'on se fixe, quel que soit le domaine concerné.

J'ai indiqué tout à l'heure que la fermeture des centrales à fioul et à charbon représentait un potentiel de 13 gigawatts, à quoi s'ajoutent cinq tranches de centrales à charbon, soit 3 gigawatts supplémentaires. Ce sont donc bien 16 gigawatts de production très carbonée qui disparaissent. Je vous ai également dit que nous étions dans une situation de plus grande vulnérabilité pour deux raisons : non seulement ces unités appelées à fermer représentent un volume de production significatif, mais elles se caractérisaient par un facteur de charge de 100 %, ce qui n'est le cas ni du nucléaire, où il est de l'ordre de 70 % à 80 %, ni des ENR où il est très variable. Enfin, aux yeux du gestionnaire du système électrique, les centrales au fioul ou au charbon sont extrêmement pratiques dans la mesure où elles peuvent être déclenchées très rapidement et fournir un service dans les meilleurs délais. RTE n'a naturellement pas d'autre obligation que d'adhérer à la politique nationale en matière énergétique et je comprends parfaitement le souci de décarboner, mais la décarbonation suppose, en plus des mesures d'efficacité énergétique, que certaines ENR soient au rendez-vous. C'est ainsi que j'ai commencé mon propos, car telle la situation à laquelle nous sommes confrontés.

M. le président Julien Aubert. C'est pourquoi je vous posais la question. Au fond, n'y a-t-il pas deux phases dans cette transition ? La première consiste à fermer des centrales à fioul ou à charbon et à les remplacer par de l'énergie intermittente qui garantit la décarbonation, ce qui génère un coût lié à la modification du réseau qu'il faut mettre en regard de l'objectif carbone. Dans un deuxième temps, une fois les énergies les plus carbonées remplacées par du nucléaire – donc de l'énergie décarbonée –, le calcul économique est-il le même dès lors que l'objectif carbone a disparu ?

M. François Brottes. Ce que je sais, c'est que la construction d'une nouvelle centrale thermique ou nucléaire génère un coût de raccordement. Nous sommes bien placés pour savoir que quel que soit le mode d'énergie choisi, il faudra un raccordement au réseau. Il faut ensuite faire des comparaisons : les montants comparés, que je tiens à votre disposition, sont assez raisonnables.

M. le président Julien Aubert. Je suis preneur, en effet, des coûts de raccordement des parcs éoliens maritimes et terrestres comparés à ceux d'une centrale nucléaire.

Ma dernière question porte sur la notion intéressante de taux de refoulement qui, en fait, est aussi un indicateur de la qualité de la gestion du réseau. L'un des objectifs du développement d'énergies, y compris des énergies intermittentes, consiste à éviter le refoulement. Ou bien l'électricité fonctionnerait-elle comme l'eau : une fois le réservoir vidé, il faut éviter que l'eau soit refoulée dans les canaux ? Je vous vois froncer les sourcils ; permettez-moi donc de préciser ma pensée. Est-il selon vous utile d'examiner les séries longues de ce taux de refoulement qui, encore une fois, pourrait caractériser la qualité de la gestion de l'évolution du système électrique ? Un autre indicateur dont on ne parle jamais, c'est celui de la qualité de la gestion du nucléaire : peut-être faudrait-il évaluer l'efficacité d'un réacteur pour s'adapter aux capacités du réseau. Quoi qu'il en soit, revenons au taux de refoulement : est-ce un bon indicateur ?

M. François Brottes. Je ne crois pas que l'adaptation au réseau soit un motif d'arrêt de réacteur nucléaire... Les réacteurs ne sont arrêtés que pour maintenance ou conformément aux obligations de visites prévues dans les textes en vigueur et imposées par l'Autorité de sûreté nucléaire. Ensuite, l'opérateur maîtrise rarement la durée des arrêts, qui dépend plutôt du contrôleur. Les périodes pendant lesquelles ces arrêts ont lieu peuvent en effet avoir des incidences parfois difficiles sur le réseau. Nous avons vécu un hiver compliqué car Flamanville I et II n'étaient pas au rendez-vous, au point qu'il a fallu réquisitionner la centrale à charbon de Cordemais.

Le terme de « refoulement » n'est pas joli mais je n'y peux rien : c'est le terme consacré pour évoquer les électrons qui quittent le réseau de distribution pour le réseau de transport. Nous sommes chargés de l'équilibre du réseau. Les distributeurs se débarrassent de leurs électrons en trop et les renvoient vers le réseau de transport, ce qui est normal ; il nous revient ensuite de les évacuer en faisant notre propre cuisine. Nous sommes payés pour cela, ce n'est pas un drame. Je vous ai parlé de changement de paradigme puisque la production locale a considérablement augmenté. C'est plutôt un bon signe de la montée en puissance de la production locale ; cela nous oblige certes à conduire un exercice différent, mais ne sommes-nous pas payés pour cela ?

M. le président Julien Aubert. Vous avez parlé d'une hausse de 180 % du taux de refoulement.

M. François Brottes. En effet, entre décembre 2016 et décembre 2017.

M. le président Julien Aubert. Autrement dit, plus la distribution refoule l'électricité, mieux c'est ?

M. François Brottes. Non, mais c'est le signe d'une production décentralisée croissante. Est-ce mieux ? Manquer de production pour répondre à l'offre est ennuyeux, car il faut utiliser toutes les réserves. Mais la surproduction d'électricité pose aussi des problèmes. Ce n'est ni mieux ni pire.

M. le président Julien Aubert. L'objectif n'est donc pas de parvenir à un équilibre neutre sur l'ensemble du réseau.

M. François Brottes. C'est impossible.

M. Vincent Thiébaud. Pour vous résumer, si surcoût il y a par rapport à la diversification des moyens de production et notamment par rapport à la décentralisation de la production, ce surcoût est aussi un investissement sur l'avenir. Deux visions s'opposent : soit on s'arrête à une appréciation banale de ce que coûte l'électricité aujourd'hui sans prévoir l'avenir, soit on adopte, comme toute bonne entreprise, une logique de R&D en se disant qu'il faut investir dans l'avenir et que ce surcoût en fait partie.

La France est un des pays qui utilisent le plus le chauffage électrique. Vous avez évoqué les dix à vingt jours de pic par an. Pensez-vous qu'il faille envisager des alternatives au chauffage électrique, ou bien une politique de rénovation thermique plus offensive permettrait-elle de répondre à ces problématiques de pointe ?

M. François Brottes. Je partage votre analyse sur la nécessité de s'inscrire dans une logique d'avenir, sinon nous y perdrons beaucoup. Le raccordement de Flamanville a été un vrai sujet...

M. le président Julien Aubert. N'hésitez pas à en parler, même si la question ne vous a pas été posée.

M. François Brottes. Le coût de raccordement a été assez significatif. Toute nouvelle production a ses contraintes...

M. le président Julien Aubert. Connaissez-vous le coût du raccordement de Flamanville ?

M. François Brottes. Il a été de 343 millions d'euros, rachat des maisons comprises.

S'agissant du chauffage électrique, nous représentons à nous seuls 50 % de la thermosensibilité européenne. Pendant les pointes de consommation, notamment en hiver, nous sommes très thermosensibles : un degré en moins, c'est automatiquement 2 400 mégawatts en plus, soit la consommation de Paris *intra muros*.

Je suis mal placé pour prendre position sur le débat « chauffage électrique ou non ». En termes d'investissement, le chauffage électrique est une modalité relativement accessible pour ceux qui construisent les appartements. Je constate également que les modes de chauffage électrique font des progrès significatifs et que, bien que nous soyons très thermosensibles, la consommation électrique n'augmente pas, car nous avons avancé en matière d'efficacité énergétique, y compris avec la RT 2012 dans les nouveaux appartements.

Nous pouvons réaliser des économies significatives sur le chauffage en continuant l'effort d'isolation thermique.

M. Vincent Thiébaud. Ma question ne visait pas à condamner le chauffage électrique, mais à connaître son impact.

M. François Brottes. Entre les grille-pain à l'ancienne sous des fenêtres pratiquement ouvertes et les radiateurs modernes dans un appartement bien isolé, les choses ont bien changé. Quel que soit le mode de chauffage, quand on isole bien, on réalise des économies. Reste que nous sommes très thermosensibles et je pense que cela peut durer.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. J'ai plusieurs questions complémentaires.

Tout d'abord, vous avez énormément parlé de l'effacement, en vous basant principalement sur les industriels. Or la possibilité de connexion à la *smart grid* des chauffages des particuliers pourrait dégager des potentiels d'effacement. Pourquoi en avez-vous moins parlé ? Est-ce parce que c'est encore trop diffus, pas encore en place ? Qu'est-ce qui représente le plus grand potentiel de volume final : les industriels, avec les microcoupures, ou le parc des particuliers, où l'on peut espérer une plus grande souplesse sans risque de voir leur confort de chauffage se dégrader ?

M. François Brottes. Je dis souvent que RTE est l'agrégateur des *smarts grids*. Cela signifie que, dès l'instant où l'on valorise, en soutien au système et à son équilibre, l'effacement réalisé grâce au pilotage via des *smart grids*, on fait gagner beaucoup d'argent à ceux qui ont des micro-initiatives. Si l'on utilise cela uniquement pour réaliser des économies d'énergie, on ne parvient pas au retour sur investissement nécessaire. C'est parce que l'agrégation de petits gestes peut apporter au système de la flexibilité, et donc plus de sûreté,

que l'on y arrive. Le problème, c'est que si les modèles technique et économique existent, les acteurs ne sont pas là.

Je défends, et cela n'engage que moi, l'idée que le métier d'agrégateur doit être un métier à part entière, alors qu'aujourd'hui tout le monde peut l'être, y compris ceux qui fournissent de l'énergie. Du coup, le choix de vendre de l'effacement plutôt que de la production est réalisé à l'aune de l'intérêt, du *business model* de l'opérateur, et non de l'intérêt du système. C'est pourquoi j'ai évoqué les appareils électroménagers, le tertiaire, où nous avons des mines d'or d'effacement.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Une des préconisations pourrait être d'obliger à se regrouper en collectifs ?

M. François Brottes. Nous sommes en économie de marché et la loi risquerait de ne pas être validée si elle était trop coercitive... Nous pouvons peut-être encourager.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Autre question : je ne comprends pas très bien la théorie des prix négatifs. Y a-t-il un lien avec la question du refoulement ? Les deux sont-ils liés

M. François Brottes. Si votre production devient surabondante, si cela coûte plus cher d'arrêter vos machines ou si cela doit mettre en péril votre système de production, vous préférerez évacuer votre production, donc la donner, voire payer pour qu'on vous l'évacue... Surtout lorsque tous les systèmes ne sont pas pilotables, comme c'est le cas dans les anciens modes de production éolienne. C'est comme cela que se fabrique un prix négatif.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Dans bien des endroits, on peut brûler de l'énergie à perte. Qu'est-ce qui rend si difficile de libérer l'énergie en trop ? Je ne comprends pas la logique économique derrière le fait de payer pour libérer son énergie.

M. François Brottes. Cela pose plus de problèmes techniques et coûte au final plus cher d'arrêter la production que de la maintenir.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Le producteur ne pourrait-il pas mettre en place un sas libérateur ?

M. François Brottes. Avec le stockage, nous aurons demain un potentiel important pour éviter cet écueil. Je suis de ceux qui pensent qu'il aurait fallu dès l'origine associer stockage et production variable, mais ce ne sont pas les choix qui ont été faits. À présent que nous sommes à peu près matures sur les technologies de stockage, ce genre de situation devrait disparaître.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Vous avez également évoqué l'acceptabilité et les recours. Vous avez développé plusieurs outils, comme Eco2mix, pour communiquer sur la transparence du modèle. Est-ce pour vous un moyen d'éviter les recours et les coûts qui leur sont liés ?

M. François Brottes. Les coûts liés aux recours sont très élevés ; nous gérons 200 contentieux, des chantiers sont arrêtés, et il faut parfois s'y reprendre à dix fois pour parvenir à nos fins. Qui plus est, nous sommes sanctionnés par le régulateur quand nous dépassons les prix d'objectif ; or le plus souvent nous les dépassons à cause des recours. Cela prend des proportions immenses. Quels que soient les efforts de transparence, et c'est notre

métier que de l'être, nous sommes confrontés à des recours dilatoires. Certains sont de bonne foi et quand on nous dit que nous pourrions faire mieux en nous y prenant autrement, nous l'entendons et nous changeons éventuellement les choses, mais d'autres recours sont motivés par un refus de principe et la seule volonté de nous mettre des bâtons dans les roues.

Le temps juridictionnel est très long. Il est tout de même incroyable que, sur le parc offshore, alors que les contrats ont été signés en 2012, aucun recours n'a encore été purgé en 2019. Cela va plus vite pour fermer que pour ouvrir, et ce sera vrai pour n'importe quel autre mode de production : vous avez les anti-hydrauliques, les anti-éoliens, les antinucléaires, et ce sont parfois les mêmes... Et nous, nous nous retrouvons toujours en première ligne, car chaque fois qu'un parc est à raccorder, nous devons faire un poste électrique.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Avez-vous des évaluations du coût de ces recours, liés à la faible acceptabilité, sur le développement des ENR ? On voit des levées de bouclier, par exemple sur la méthanisation, avec des arguments assez faux, comme quand on invoque l'odeur. Le coût administratif de ces blocages très longs est-il chiffré ?

M. François Brottes. Je n'ai pas le chiffre ici, mais il faut chiffrer à la fois le surcoût de travaux, les pénalités, le manque à gagner pour la production et l'équilibre du système, les frais de justice... C'est un chiffrage qui doit être global.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Le coût des études, aussi, car il faut relancer des études à chaque fois.

M. François Brottes. Nous nous heurtons aux mêmes problèmes pour le raccordement du CIGÉO pour l'enfouissement des déchets que pour un parc photovoltaïque ou éolien dans l'Aveyron...

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Dans une interview, vous avez déclaré que les interconnexions « donnent la possibilité de mutualiser les moyens de production en faisant fonctionner ceux qui offrent le meilleur prix. Le réseau, colonne vertébrale de l'Europe de l'électricité, permet ainsi de bénéficier d'une électricité plus économique, plus sûre et moins carbonée. » On est donc sur le triptyque « économique », pour que cela coûte moins cher, « plus sûre », pour la fiabilité, et « moins carbonée », car, grâce au système européen de répartition, on ne déclenche les outils les plus carbonés qu'en dernier recours. Est-ce un peu cela, l'idée ?

M. François Brottes. C'est l'idée et, comme je l'ai dit, cela réduit l'intermittence ou la variabilité. Dans l'éolien, plus les parcs foisonnent, plus ils sont reliés à un réseau, plus il y a de l'éolien tout le temps sur le réseau. Ce n'est pas possible avec le photovoltaïque car il fait nuit à peu près partout en même temps en Europe... Il existe d'excellents rapports de parlementaires européens sur le sujet.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Je vous demanderai volontiers leurs noms, pour d'éventuelles auditions.

Sait-on combien cette logique de grille européenne de l'électricité a permis d'économiser en carbone grâce au système de raccordement et à la flexibilité ?

M. François Brottes. C'est un exercice qui reste à faire mais je peux vous garantir que c'est une réussite européenne que d'avoir su mettre en place un réseau électrique maillé. Cela sécurise la montée en puissance du renouvelable et facilite la vie pour se décarboner. J'ai

pris l'initiative d'un texte, signé aujourd'hui par treize CEO gestionnaires de transport d'électricité en Europe qui représentent plus de la majorité des gestionnaires de réseaux : ce texte rappelle aux candidats aux élections européennes que les gestionnaires des réseaux de transport sont chargés de la sûreté des systèmes mais pas de la sécurité de l'approvisionnement. Cette donnée est à la main des États et les États ne se parlent pas assez pour coordonner leur *mix* électrique. Si les choses ne s'améliorent pas sur ce plan demain, nous pourrions nous retrouver en grande difficulté.

M. le président Julien Aubert. Vous nous avez cité le coût de raccordement de l'EPR de Flamanville. Pouvez-vous donner le coût du raccordement d'un parc éolien en mer pour RTE ? Vous avez donné tout à l'heure un coût global.

M. François Brottes. C'est 300 millions, plus le coût du poste, pour une capacité de 500 mégawatts.

M. le président Julien Aubert. Merci, monsieur le président, pour votre disponibilité et vos réponses longues et précises.

La séance est levée à onze heures cinquante.



Membres présents ou excusés

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

Réunion du mardi 9 avril 2019 à 9 heures

Présents. - M. Julien Aubert, Mme Sophie Auconie, Mme Marie-Noëlle Battistel, M. Xavier Batut, Mme Laure de La Raudière, Mme Véronique Louwagie, M. Emmanuel Maquet, Mme Marjolaine Meynier-Millefert, Mme Claire Pitollat, M. Didier Quentin, M. Vincent Thiébaud

Excusés. - M. Christophe Bouillon, M. Jean-Charles Larssonneur