

L'éolien et le solaire, alternatives au nucléaire pour décarboner l'électricité: une arnaque d'anthologie ?

(Dossier constitué par Jean-Bernard Deloly, ancien élève de l'Ecole Polytechnique et de l'Ecole Nationale Supérieure des Télécommunications)

- Synthèse (et présentation des fiches) : **pages 2-9**
- Fiche n°1- Terminologie, structure de la production d'électricité : **pages 10-12**
- Fiche n°2- Limites de l'éolien et du solaire dans leur utilisation dans un grand réseau électrique et dans sa décarbonation : **pages 13-70**
- Fiche n°3- Le statut de priorité à la fois européenne et française de l'éolien et du solaire. Les privilèges exorbitants qui en résultent : **pages 71-84**
- Fich n°4-L'UE, point singulier dans le panorama mondial de l'éolien et du solaire : **pages 85-89.**

Synthèse

• L'impasse de la «transition énergétique», en ce qui concerne l'électricité.

▪ Au début du siècle, l'Union Européenne, dans le cadre de ce que l'Allemagne avait appelé la « transition énergétique », s'est fixée comme objectif de décarboner la production d'électricité grâce aux « énergies renouvelables », autrement dit sans nucléaire. Cela revenait à miser sur l'éolien et le solaire, seules sources renouvelables disposant d'un très important potentiel de croissance. De plus, par un tour de passe-passe, les objectifs ont pour l'électricité été exprimés non pas en réduction des émissions de CO₂, comme cela aurait dû être, mais en croissance d'éolien et de solaire. D'où leur statut extraordinairement privilégié de priorité à la fois européenne et nationale, dont est mécaniquement résulté un très rapide développement dans tous les pays qui, comme la France, se sont rattachés à la politique de l'UE.

Il a été ainsi de fait inscrit, dans les directives européennes et dans la loi française, le postulat que des centrales thermiques ou nucléaires, qui, pilotables, fournissent l'électricité à la demande, peuvent être remplacées par des éoliennes et des panneaux solaires à la production fluctuante et non maîtrisable. Or, contrairement aux conclusions d'études voulant faire croire au réalisme de scénarios 2050 « 100% renouvelable » (c'est-à-dire totalement décarbonés, et sans nucléaire), une simulation simple, pourtant organisée de façon à être systématiquement favorable à l'éolien et au solaire, montre que ce postulat ne repose toujours sur rien de sérieux, faute de disponibilité crédible, fût-ce à l'horizon 2050 (et même d'ailleurs à quelque horizon que ce soit, car il se pourrait bien que ce soit aux lois mêmes de la physique que l'on se heurte), de la capacité de stocker l'électricité aux échelles nécessaires (plusieurs dizaines de Twh), avec de plus un rendement qui n'impose pas une augmentation importante du nombre, déjà tout à fait considérable, des installations nécessaires pour fournir les quantités d'électricité visées.

▪ Dès que l'on dépasse le Twh, il n'y a toujours dans les cartons qu'une seule technique envisagée: la production d'hydrogène par électrolyse, puis éventuellement, par une combinaison avec du CO₂, production de méthane, beaucoup plus facilement utilisable, puis, après stockage et déstockage, production d'électricité à partir du gaz de synthèse. La capacité de stockage est alors en principe illimitée, mais:

- d'une part la faisabilité industrielle de la filière **complète**¹ (power to gas to power) n'est absolument pas acquise, et ne le sera peut-être jamais.

- d'autre part le rendement est très mauvais : au mieux 1/3, et certainement beaucoup moins (probablement au mieux 25%) si les électrolyseurs sont alimentés par de l'éolien, du fait de la très grande variabilité de ce dernier. D'où une augmentation considérable de la quantité d'électricité à produire (pour fixer les idées, vraisemblablement plus de 40%, ainsi que le montre la simulation utilisée), et donc du nombre d'installations nécessaires.

De toute façon, la disponibilité de la filière complète n'est même pas simplement envisagée pour 2035 dans le PPE 2019-2028, et aucune date n'est annoncée pour la suite, y compris dans les toutes dernières études de RTE relatives à l'horizon 2050. Elle ne se trouve même pas dans la liste établie en janvier 2021 par RTE des points durs devant avoir été résolus pour 2050 : RTE, qui pourtant

¹ Il n'en est pas de même de la filière réduite à sa première étape « power to gas », dont les rendements sont en principe acceptables avec des électrolyseurs alimentés en continu dans la plage de puissance optimum, et qui permettrait donc à de l'électricité décarbonée de remplacer directement du fossile. Mais si elle voit le jour à grande échelle, ce que l'on ne peut que souhaiter, d'une part ce ne sera pas avant une quinzaine d'années au moins, et d'autre part ce ne sera certainement pas à partir des surplus intermittents et d'amplitude extrêmement fluctuante de l'éolien, du fait de la très importante diminution du temps d'utilisation et du rendement des électrolyseurs qui en résulteraient.

la cite systématiquement, en la présentant comme « prometteuse », a de fait acté que l'on ne pouvait pas compter sur elle à cette échéance.

La simulation montre en outre qu'il n'y a rien de réaliste à espérer d'un « pilotage de la demande », compte tenu du volume et de la durée des déplacements de consommation qui seraient nécessaires.

- Comme, en l'absence de ce stockage de très grande capacité, on ne peut absolument pas compter sur l'éolien et le solaire (le potentiel de la France serait-il totalement exploité, on ne pourrait assurer que la couverture de quelques % de la consommation moyenne...), la puissance installée pilotable doit toujours rester supérieure à la puissance maximum consommée. Ils ne permettent donc pas de fermer des centrales pilotables. Leur production ne peut **s'ajouter** à la production potentielle de ces centrales pilotables: elle ne peut que s'y **substituer** plus ou moins complètement. Ainsi, en France, ils remplacent essentiellement du nucléaire, et cela d'autant plus que, lorsqu'il y a la fois du thermique et une forte composante nucléaire, c'est, très fâcheusement, à l'issue de processus parfois complexes, essentiellement à du nucléaire qu'ils se substituent, et non à du thermique. Diminuer le taux d'utilisation des centrales nucléaires ne réduit évidemment pas l'utilisation du combustible fossile, ce qui est pourtant leur justification affichée. Globalement, même, ces émissions s'en retrouvent augmentées, puisque la production et la mise en place des éoliennes et des panneaux solaires, puis leur démantèlement, sont carbonés.

N'augmentant pas la puissance pilotable, ils n'augmentent évidemment pas la puissance pilotable décarbonée. On ne peut donc compter sur eux pour substituer de l'électricité décarbonée à du combustible fossile, sauf pour des usages compatibles avec leur intermittence et leur très forte variabilité, ce qui est extrêmement limitatif. En particulier, cela devrait exclure leur utilisation à grande échelle dans le cadre de la production d'hydrogène. On ne peut compter sur eux, ainsi que l'hiver 2020-2021 l'a confirmé suite à la fermeture des 2 réacteurs de Fessenheim, pour remplacer du fossile par de l'électricité pour le chauffage domestique, ce qui est un gisement de décarbonation à la fois considérable et techniquement très accessible. La production éolienne était pourtant déjà celle de plus de 4 réacteurs nucléaires ; pourtant le vent souffle beaucoup plus en hiver, mais il s'est trouvé que ce n'était pas au bon moment.

On ne peut aussi compter sur eux pour substituer de l'électricité décarbonée à du combustible fossile, sauf pour des usages compatibles avec l'intermittence et la très forte variabilité des excédents d'éolien et de solaire, ce qui est extrêmement limitatif. En particulier, cela devrait exclure leur utilisation à grande échelle dans le cadre de la production d'hydrogène. On ne peut compter sur eux, ainsi que l'hiver 2020-2021 l'a confirmé, pour remplacer du fossile par de l'électricité pour le chauffage domestique : la production éolienne était pourtant déjà celle de plus de 4 réacteurs nucléaires, et de plus surtout en hiver, mais ce n'est pas au bon moment.

- Il est en outre solidement acquis, après un quart de siècle d'éolien dans des pays comme l'Allemagne, que, si leur raccordement au réseau ne pose pas de problème majeur tant qu'ils restent marginaux, très rapidement il n'en est plus de même, du fait des problèmes techniques très spécifiques qu'ils posent. Outre que de plus en plus de lignes de transport sont à construire et à renforcer, ils deviennent **la** source majeure d'instabilité des réseaux (il est en effet impératif de maintenir un strict équilibre production consommation : sinon le courant n'est plus délivré dans les plages de fréquence et de tension imposées, et il doit être mis fin au fonctionnement normal du réseau), et il est de plus en plus nécessaire de tout réorganiser autour d'eux. La simulation montre que, si l'on considère un grand

réseau **fermé** (en l'occurrence celui de la France métropolitaine²), en l'absence de stockage de très grande capacité on bute, en supposant résolus **tous** les problèmes techniques, sur une limite du taux d'injection moyen sur l'année que l'on peut situer entre 55% et 65%, et qui est de toute façon très inférieur aux 100% que permet le nucléaire. En fait, on se retrouvera probablement bloqué bien avant par les problèmes techniques.

Bien sûr, localement, on peut avoir des taux d'injection moyens sur l'année très supérieurs: c'est ainsi que le petit Danemark, très fortement interconnecté aux pays voisins, parvient aujourd'hui à injecter sur son réseau national plus de 50% d'éolien.

Lorsque l'on ferme une centrale nucléaire, comme elle doit être remplacée par une puissance installée équivalente, qui ne peut qu'être thermique alimentée par du combustible fossile (ce que l'on peut espérer des biocarburants est limité), on se retrouve avec, en lieu et place du nucléaire totalement décartonné, un mix éolien+ solaire+ fossile qui est très loin de l'être.

• Que la politique actuelle mène à une impasse est le secret de polichinelle...

Tout ce qui précède ne relève en effet que de considérations très simples, ainsi que de simulations qui n'ont nul besoin d'être extrêmement sophistiquées, tant est considérable l'écart entre ce que l'on peut et ce qu'il faudrait.

- La simulation montre que, tant que l'on ne dépasse pas un taux d'injection moyen sur l'année de 40%, on ne devrait pas rencontrer de difficultés réellement insurmontables, pour peu qu'on ne lésine pas sur les moyens à mettre en œuvre. La stratégie consistant, dans le cadre de la « transition énergétique », à se fixer systématiquement des objectifs élevés d'éolien et de solaire, et à en implanter ainsi un maximum le plus rapidement possible, est donc de nature à permettre de masquer encore longtemps que cela conduit à une impasse.

40%, ou même simplement 30%, on est très loin d'y être en France... On observera que c'est deux décennies de plan de charge assurés pour l'éolien et le solaire, surtout si grâce au développement massif des réseaux de transmission, qui est une priorité concomitante de l'UE, on peut reporter leurs limites au niveau de l'ensemble des réseaux interconnectés européens. On observera aussi que, relativement ouvertes sur le futur du nucléaire, ce qui aujourd'hui n'engage pas à grand-chose et focalise le débat, les actuelles projections de RTE à l'horizon 2050 ne remettent absolument pas en cause l'essentiel, c'est à dire la poursuite de leur développement massif dans les deux décennies qui viennent.

- On observera que toutes les présentations du gouvernement, de RTE et de l'ADEME, ainsi que la rédaction du PPE 2019-2028, sont organisées de façon à entretenir, vis-à-vis de l'opinion publique, la fiction que, sans stockage de très grande capacité, on peut remplacer des centrales pilotables par des éoliennes et des panneaux solaires.

Pourtant, sans ce stockage, on est complètement bloqués. Ainsi, dans tous les scénarios, la France est structurellement dépendante des pays limitrophes. Une analyse attentive de l'étude de l'ADEME de 2015, qui a servi de justification à la loi n° 2015-992 relative à la transition énergétique qui a décidé de ramener à 50% la part du nucléaire dans la production électrique française, et depuis laquelle toutes les nouvelles études considèrent comme acquise la faisabilité d'un scénario 2050

² On ne peut évidemment déterminer les limites de l'éolien et du solaire qu'en considérant un réseau fermé. S'attacher à la France métropolitaine est en outre cohérent avec deux impératifs:

- l'impératif d'indépendance nationale, pour un produit qui doit être aujourd'hui en permanence disponible pour presque toutes les activités.

- l'impératif de stabilité de l'ensemble des réseaux interconnectés européens: réaliser à tout instant l'équilibre production-consommation sur cet ensemble, faute de quoi tout risque de s'écrouler (« black-out »), n'est possible que parce que chaque pays est responsable du maintien de cet équilibre pour ce qui le concerne, ce qui impose qu'il ait gardé la capacité d'être autonome.

totale­ment décar­tonné sans nucléaire, montre que, effective­ment, elle s'est heurtée aux limites préci­­tées, mais que cela a été masqué. Dans ce scénario la France est en fait tribu­taire des pays limitrophes pour 12,5% de sa consommation, qui pourtant avait été prise inférieure à la consommation actuelle de plus de 15%. Quant aux scénarios RTE 2050 d'octobre 2021, ils font tous intervenir une « réserve de puissance » externe de 39 Gw. Autrement dit, il manque à la France 39 Gw de puissance installée pilotable, soit les 2/3 de la puissance installée du parc nucléaire actuel. Et, comme cela ne suffit toujours pas, surtout dans les scénarios où il y a très peu ou pas du tout de nucléaire, il faut des « réserves de flexibilité de la demande » pouvant aller jusqu'à 17 Gw, soit approxi­mativement le tiers de la consommation moyenne actuelle... Autrement dit, ce n'est pas uniquement l'ensemble du système électrique qu'il faut reprendre : c'est l'organisation même des activités humaines en fonction de la météo et des saisons. Ceci est cohérent avec les résultats de la simulation effectuée par l'auteur qui montre que, avec un lissage parfait à l'échelle de la journée, ce qui est déjà au-delà de ce que l'on peut espérer faire, il resterait plus de 20% de la consommation à déplacer de plus d'une journée. A supposer que ce soit réaliste (car l'électricité est aujourd'hui au cœur de presque toutes les activités humaines...), on peut tout de même penser qu'il s'agirait d'une régression phénomé­nale.

- Toutes les présentations masquent aussi que, en l'absence de stockage de très grande capacité, lorsqu'il y a une importante puissance installée nucléaire, l'éolien et le solaire, pour l'essentiel, se substituent à une partie plus ou moins importante de la production potentielle du parc nucléaire : ils ne peuvent s'y ajouter. Il y aurait un moyen très simple d'éviter ce double emploi : **revenir sur la priorité d'injection attribuée à l'éolien et au solaire, et n'y faire appel que lorsqu'ils sont réellement utiles**, c'est à dire lorsque le nucléaire et les autres sources décarbonées ne parviennent pas à couvrir la consommation. Evidemment, l'électricité étant actuellement déjà presque totalement décarbonée, leur taux d'utilisation s'effondrerait.

Il conviendrait de faire de même dans les simulations utilisées pour construire les scénarios 2050, qui actuellement sont complètement biaisées, puisqu'elles imposent dès le départ un minimum très important d'éolien et de solaire. Cela permettrait d'évaluer de façon très simple (il suffit de modifier un logiciel...) l'intérêt réel de l'éolien et du solaire pour décarboner l'électricité.

- **Certaines des contre-vérités sur lesquelles repose la politique actuelle sont si grossières que l'on n'aurait jamais pu en arriver où l'on en est sans une remarquable (et très efficace) stratégie d'enfumage.**

Le résultat est là: une majorité de la population croit sincèrement que, les problèmes de l'intermittence étant résolus ou à la veille de l'être, on peut remplacer des centrales nucléaires par des éoliennes et des panneaux solaires. Et même que cela ne coûtera pas plus cher. Et même que notre approvisionnement électrique n'en sera que plus sécurisé: nos œufs ne seront enfin plus dans un même panier... Parvenir à faire croire que la Terre était plate n'aurait peut-être pas été plus méritoire.

Dans cette stratégie marchent la main dans la main, depuis deux décennies, avec la connivence de la plupart des médias de masse, le gouvernement, les organismes techniques en charge de la mise en œuvre de sa politique (ADEME, RTE), qui disposent incontestablement des compétences et informations nécessaires, et ceux qui défendent les intérêts des professionnels de l'éolien et du solaire (en fait essentiellement de l'éolien). Ces derniers n'ont plus guère qu'à réclamer au gouvernement qu'il lui donne les moyens d'atteindre les objectifs qu'il leur a fixés et, en ce qui concerne leur propagande propre, à s'appuyer sur les analyses techniques et les études prospectives de l'ADEME et de RTE, qui sont en outre la référence de fait pour l'éducation nationale, les écoles d'ingénieurs, etc...Ainsi d'ailleurs que pour tous ceux qui n'ont pas d'idée particulière sur ces questions, c'est-à-dire pour presque tout le monde.

• L'ubuesque situation de la France.

La France s'était dotée au siècle dernier d'un système de production électrique qui, au vu de l'ensemble des informations disponibles, est de nature à assurer, jusqu'à 2040 au moins, son approvisionnement en une électricité presque totalement décarbonée et particulièrement bon marché. Il lui suffisait donc de préparer tranquillement l'après 2040.

On a vu que, à cette date, il est d'ores et déjà absolument certain que l'on ne disposera pas du stockage de très grande capacité qui seul permettrait de débloquer la situation.

L'exploitation extrêmement coûteuse de panneaux solaires et d'éoliennes, dont la 2^{ème} génération arrivera en fin de vie en 2040, y aura donc eu pour seul résultat de diminuer le taux d'utilisation du parc nucléaire, ce qui n'aura réduit ni l'utilisation de combustible fossile, ni même, vraisemblablement, le coût d'exploitation de ce parc: il aura en effet été utilisé dans des conditions très éloignées non seulement, à l'évidence, de l'optimum financier, mais aussi de l'optimum technique. On ne saurait faire à la fois plus inutile et plus absurde. On en est en outre aujourd'hui au stade où, pour faire croire que l'on peut remplacer des centrales nucléaires simplement par des éoliennes et des panneaux solaires (n'est-il pas précisé, dans le PPE 2019-2028 que l'objet des fermetures de réacteurs prévues est « d'éviter les surcapacités résultant du « développement des énergies renouvelables »?) , on a commencé à fermer des réacteurs nucléaires sans, comme l'Allemagne, les remplacer par des centrales thermiques de même puissance installée, mettant ainsi structurellement la France, sur un point aussi essentiel à l'indépendance nationale que l'approvisionnement en électricité³, sous la dépendance des pays voisins.

Et quel coût, pour en arriver à cette situation ubuesque? Le rapport de la Cour des Comptes sur le « soutien aux énergies renouvelables » de mars 2018 permet d'en avoir une estimation partielle: au minimum 121 milliards d'euros (soit plus que le coût de la construction du parc nucléaire actuel, ou celui du plan de relance COVID 19...), et cela **avant** le triplement de l'éolien et le quintuplement du solaire inscrits dans le PPE 2019-2028. Ces 121 milliards, c'est aussi, approximativement, ce qu'auront coûté les installations mises en place avant la fin de la dernière décennie, qui seront arrivées en fin de vie au plus tard vers 2040.

▪ Le simple bon sens n'impose-t-il pas un moratoire immédiat ?

Car tout cela est en cours. A peu près tous les obstacles juridiques ont été déblayés, les recours sont actuellement en très grande majorité rejetés, et il ne fait pas de doute que c'est techniquement possible: on n'en sera même pas, en 2028, à la situation de l'Allemagne en 2018. Rappelons que cette dernière, selon les estimations de J.M.Jancovici, avait en 2014 déjà consacré à la «transition énergétique», pour ce qui concerne l'électricité, 250 à 300 milliards d'euros, soit le coût de la reconstruction du parc nucléaire français à neuf, c'est-à-dire en remplaçant les réacteurs actuels par des EPR.

Et si, le point de blocage étant à l'évidence la disponibilité d'un stockage de très grande capacité, on attendait ensuite tout simplement, pour lever ce moratoire, d'avoir la certitude de sa disponibilité dans un avenir raisonnablement proche ?

▪ L'Union Européenne, point singulier dans le panorama mondial.

Est- il besoin de préciser que, dans le panorama mondial, la politique de l'UE (qui est aussi celle de certains états des USA comme la Californie) est un point singulier ? Ailleurs, il ne s'agit pour l'éolien et le solaire, dont l'utilisation effective crée, comme on l'a vu, des problèmes qui croissent très rapidement avec leur importance, que de décarboner un pourcentage limité d'une production électrique essentiellement assise sur les énergies fossiles.

Y compris en Chine, qui en est la championne du monde: moins de 10% de sa gigantesque production, essentiellement thermique, l'accroissement du thermique à combustible fossile constituant toujours l'essentiel de la poursuite de sa croissance totale, ce n'est pas rien...

³ A l'occasion des litiges entre la France et la Grande-Bretagne relatifs à la pêche, n'a-t-il pas été envisagé de couper l'électricité à Jersey ?

On observera que si, dans la sphère d'influence occidentale, Fukushima a été une divine surprise pour l'éolien, il est toujours totalement marginal au Japon, pays pourtant motivé s'il en est pour s'affranchir massivement, et cela sans recourir au nucléaire, d'une très forte dépendance aux combustibles fossiles, qu'il importe en presque totalité.

* *
*

On s'est limité ici aux volets technique et financier. Ils ne sont évidemment pas les seuls à devoir être pris en compte, surtout en ce qui concerne l'éolien, qui, massivement subventionné depuis un quart de siècle, dispose d'un lobby financièrement extraordinairement puissant, et d'autre part s'avère être un désastre écologique, environnemental, et peut-être même sanitaire.

On pourra lire en particulier les excellents ouvrages de Fabien Bouglé (« Eoliennes- la face noire de la transition écologique », éditions du Rocher), ainsi que de Patrick Cahart (« La Peste Eolienne », Alerte)

Un dossier très complet est présenté par le film de Charles Thimon « Eoliennes, du rêve à la réalité » (<https://eoliennes-lefilm.com/>). On y trouve en particulier la dénonciation de l'ubuesque situation de la France, ainsi que de son coût exorbitant.

* *
*

Le présent dossier regroupe les fiches suivantes:

1- Terminologie, structure de la production d'électricité. Pages 10-12

Cette courte fiche rappelle quelques éléments de base (terminologie, unités), ainsi que la structure de la production électrique en France.

2- Limites de l'éolien et du solaire dans leur utilisation dans un grand réseau électrique et dans sa décarbonation. Pages 13-70

▪ Elle regroupe tout ce qui est analyse technique, et en particulier les estimations quantitatives. Ces dernières ont été déduites d'une simulation effectuée à partir des enregistrements de production et de consommation de 2013 relatifs à la France continentale.

On ne s'intéresse ici qu'au potentiel de décarbonation des éoliennes et des panneaux solaires **au cours de leur exploitation effective**. On trouve évidemment qu'il dépend très fortement de l'origine de l'électricité à laquelle ils se substituent, jusqu'à être à peu près totalement annulé dans le cas de la France, du fait de l'importance du nucléaire. Il va de soi que leurs empreintes carbone globales (fabrication, installation, exploitation, démantèlement), qui sont systématiquement calculées en prenant comme hypothèse que c'est uniquement du combustible fossile qui est remplacé, sont alors totalement à revoir.

▪ Elle rappelle que, dans le domaine de l'électricité, l'organisation est par territoires: sur un territoire donné, couvert par un réseau unique ou un ensemble de réseaux fortement interconnectés, il est en effet absolument impératif d'assurer en permanence un strict équilibre production-consommation, la sanction étant la panne plus ou moins générale. Il s'agit d'un objectif techniquement extrêmement contraignant, intimement lié à l'aménagement du territoire, qui ne peut être tenu que si l'on dispose d'un système qui conçu pour cela, et dont le pilotage est en permanence organisé pour cela. A l'échelle des pays européens, cet objectif se situe au niveau du territoire national, même lorsque, pour des raisons historiques, comme en Allemagne, il y a un découpage en réseaux régionaux.

Cela situe bien à la fois l'intérêt et les limites des liaisons transfrontières : permettre une collaboration entre systèmes nationaux (pour faire face à des situations exceptionnelles ; lorsque tout va bien il peut être intéressant économiquement de s'approvisionner dans les pays limitrophes...). Mais cette interconnexion étend à l'ensemble des réseaux interconnectés l'exigence du maintien de l'équilibre production-consommation. Ceci n'est possible que parce que chaque pays est responsable du maintien

de cet équilibre pour ce qui le concerne, ce qui impose qu'il ait gardé la capacité d'être autonome, autrement dit une puissance installée pilotable supérieure à la puissance maximum.

▪ Les limites de l'éolien et du solaire résultent de deux facteurs bien distincts:

a) L'intermittence proprement dite: soit il y a trop de vent et de soleil, et l'excédent est perdu en l'absence de capacités de stockage suffisantes, soit il n'y en a pas assez, et des sources pilotables doivent compléter pour couvrir la consommation. Les limites qui en résultent sont des limites ultimes, en ce qu'elles ne dépendent que de la répartition sur l'année du vent, de l'ensoleillement, et de la consommation : elles ne pourraient être significativement déplacées que par du stockage de très grande capacité et de bon rendement, ce que l'on ne sait toujours pas faire à horizon visible.

b) Les problèmes techniques très particuliers posés par l'éolien et le solaire:

- En plus de leur fonction de distribution, les réseaux de transport doivent dorénavant assurer une fonction de collecte, auprès de dizaines de milliers de sources réparties un peu partout.

- Pour que le courant reste en permanence distribué dans des plages de fréquence et de tension acceptables (faute de quoi il doit être mis fin au fonctionnement normal du réseau et, si cela se passe mal, c'est la panne plus ou moins générale), les sources pilotables, dont la souplesse a des limites, doivent désormais compenser en permanence non seulement les variations de la consommation, mais aussi les variations de la production éolienne et solaire. Sa distribution par les réseaux de transport doit en outre être aussi étendue que possible, à la fois pour évacuer les surproductions et pour faire participer au maintien de la stabilité du réseau un maximum de sources pilotables.

- La variabilité des productions éolienne et solaire est très supérieure à celle de la consommation (pour l'éolien, environ 3 fois, pour fixer les idées). Il en résulte que, d'une part, l'éolien et le solaire deviennent rapidement le facteur majeur de déstabilisation des réseaux et que, d'autre part, tous les réseaux de transport doivent être surdimensionnés.

Aucun de ces problèmes techniques n'est théoriquement insoluble. Toutefois, au moins l'un d'entre eux pourrait bien l'être en pratique, pour de simples raisons système: celui de la stabilisation en fréquence qui, depuis 130 ans, partout dans le monde, est sur les grands réseaux, ainsi que sur les ensembles de réseaux nationaux interconnectés, assurée par l'autosynchronisation des rotors des alternateurs, ce que seuls permettent les alternateurs des sources pilotables. Il n'y a à ce jour aucune alternative réellement crédible.

Auraient-ils été résolus que, après avoir tout reconstruit autour de l'éolien et du solaire (on peut certes revenir au courant continu...), on se retrouverait bloqué par les limites résultant de l'intermittence proprement dite.

3- Le statut de priorité à la fois européenne et française de l'éolien et du solaire. Les privilèges exorbitants qui en résultent Pages 71-84

a) Ces privilèges sont d'une extrême simplicité:

- conjonction d'une priorité d'injection sur le réseau, ce qui équivaut pratiquement à une garantie d'achat de l'électricité pouvant être produite, et d'un prix garanti sur 15 à 20 ans, logiquement très incitatif, s'agissant de la survie de la planète.

- dérégulation presque totale de l'implantation d'éoliennes, et accélération des procédures d'installation: il s'agit d'être au rendez-vous pour, conformément à la loi, avoir remplacé en 2035 un tiers du nucléaire français.

b) On trouve dans cette fiche des estimations de coûts.

c) Rôle du « marché » de l'électricité.

Comme on l'a vu, l'éolien et le solaire échappent à toute mise en concurrence, qu'elle soit technique ou économique. Le fait qu'ils aient été « introduits » sur ce marché, signifie simplement que les producteurs peuvent se faire directement rémunérer sur le marché, un « complément de rémunération » comblant l'écart par rapport au prix d'achat garanti. Evidemment à peu près tout le monde en a en fait compris qu'ils étaient mis en concurrence, et que leur très rapide développement ne résultait de leur seule compétitivité, juste aidée provisoirement par des subventions appelées à diminuer, au fur et à mesure que diminuera le prix de revient du kwh en sortie de l'éolienne ou du panneau solaire. Il a en outre été totalement évacué qu'il était absurde de se limiter à comparer le prix de revient de ce kwh aléatoire au prix de revient du kwh disponible à la demande délivré par une centrale pilotable.

Le marché de l'électricité est donc un élément clé de la stratégie d'enfumage, d'autant qu'il concourt puissamment à faire oublier à l'homme de la rue que l'électricité n'est absolument pas un produit comme les autres. Son « fournisseur » d'électricité ne lui propose-t-il pas, moyennant un petit supplément, de l'approvisionner uniquement en « électricité verte »?

Il permet en outre de faire subventionner l'éolien et le solaire d'un pays donné par les consommateurs des pays voisins (sans d'ailleurs que ces derniers en soient conscients), ce qui, dans la logique actuelle de la « transition énergétique », est absolument essentiel.

Il n'est pas inutile d'avoir à l'esprit les principes à la base de ce marché, construction qui, ignorant les spécificités de l'électricité, est totalement artificielle. Pourtant, si l'on en croit le préambule des directives européennes concernées, grâce à lui, le prix à la consommation diminuera, et les investissements seront dorénavant orientés vers les moyens et les systèmes optimaux pour l'avenir.

Ces principes ont donc été brièvement rappelés, ainsi que certains de leurs effets pervers.

4-L'UE, point singulier dans le panorama mondial de l'éolien et du solaire. Pages 85-89.

Fiche n°1

Terminologie, structure de la production d'électricité

Les autres fiches constitutives du dossier « L'éolien et le solaire, alternatives décarbonées au nucléaire: une arnaque d'anthologie? » sont :

- Fiche n°2 : Limites de l'éolien et du solaire dans leur utilisation dans un grand réseau électrique et dans sa décarbonation.

-Fiche n°3 : Le statut de priorité à la fois européenne et française de l'éolien et du solaire ; les privilèges exorbitants qui en résultent

-Fiche n°4 : L'UE, point singulier dans le panorama mondial de l'éolien et du solaire.

1 Terminologie

Puissance électrique:

Il s'agit de l'énergie électrique délivrée en 1 seconde.

L'unité est le Watt (W), avec comme multiples le kilowatt (KW), qui vaut 1000 W, le mégawatt (MW), qui vaut 1000 KW, le gigawatt (GW), qui vaut 1000 MW, et le térawatt (TW), qui vaut 1000 GW .

A titre indicatif la puissance moyenne délivrée par le système de production français en 2018 a été de 62,56 GW .

Energie électrique:

Les unités généralement utilisées sont le Watt-heure (Wh), qui correspond à une puissance de 1 W délivrée pendant 1 heure, et ses multiples: le KWh, le MWh, le GWh, et le TWh.

En 2018, la France a produit 548 TWh, soit en moyenne 1,5 TWh par jour, et 62,56 GWh par heure.

Puissance installée d'une centrale électrique: c'est la puissance maximum qu'elle peut délivrer. Elle est en général exprimée en GW ou en Mw.

« Facteur de forme » d'une centrale électrique: c'est le rapport « puissance moyenne délivrée/puissance installée ».

L'énergie électrique délivrée pendant 1 an par une centrale de puissance installée P_i GW et de facteur de forme F est donc :

$$E = 24 \times 365 \times P_i \times F = 8760 \times P_i \times F \text{ GWh.}$$

2- Structure de la production d'électricité en France ; l'électricité devant être consommée quand elle est produite, la distinction fondamentale, au plan technique, est celle entre sources « pilotables » et sources « intermittentes », et non entre sources « renouvelables » et sources « non renouvelables ».

Production d'électricité 2018 en France: puissances installées et production (source: RTE)								
		Puissance installée 2018 (Gw)			Production 2018			
		Puissance installée 31/12/2017	Puissance installée 31/12/2018	Puissance installée moyenne	Production (Twh)	% total	puissance moyenne produite (Gw)	facteur de forme
nucléaire		63,13	63,13	63,13	393	71,7%	44,86	0,71
thermique à combustible fossile		19,03	18,588	18,81	39	7,1%	4,45	0,24
renouvelables	hydraulique	25,52	25,51	25,52	68	12,4%	7,76	0,30
	éolien	13,59	15,108	14,35	28	5,1%	3,20	0,22
	solaire	7,65	8,527	8,09	10	1,8%	1,14	0,14
	autres renouvelables (bioénergies)	1,94	2,026	1,99	10	1,8%	1,14	0,58
total		130,86	132,889	131,87	548	100,0%	62,56	0,47
sous-total renouvelables		48,71	51,171	49,94	116	21,2%	13,24	0,27
distinction "pilota- bles" et "intermittent"	pilotable	109,62	109,254	109,44	510	93,1%	58,22	0,53
	intermittent (éolien+solaire)	21,24	23,635	22,44	38	6,9%	4,34	0,19

Fig.1

Commentaires:

- a) La distinction entre les énergies « renouvelables » et les autres, qui structure les présentations officielles, est uniquement une distinction politique. Or, techniquement, ce qui est structurant, c'est la distinction entre d'une part les sources pilotables (autrement dit qui peuvent fournir, avec plus ou moins de souplesse, de l'électricité à la demande) et d'autre part celles qui ne le sont pas. Autrement dit c'est la distinction entre l'éolien et le solaire (le vent et l'ensoleillement sont fortement variables et absolument pas maîtrisables), et tout le reste. D'où l'ajout à la présentation RTE de la séparation entre les sources « pilotables » et les sources dites « intermittentes⁴ », dont l'utilisation pose des problèmes majeurs (cf. fiche n°2).
- b) Le « thermique à combustible fossile » n'est autre que le thermique classique, qui utilise du charbon, du fuel, ou du gaz. Il est la seule source d'émissions nettes de CO₂ du système de production électrique, et le volume de ces émissions s'en déduit directement (le calcul exact nécessitant des données plus détaillées: cela dépend du rendement des centrales utilisées, et en particulier du combustible utilisé). **On peut toutefois considérer, en première approximation, que la quantité d'électricité issue du « thermique à combustible fossile » est un bon indicateur des émissions de CO₂ du système de production électrique français.**
- Le thermique à combustible fossile est la source pilotable la plus souple, par l'amplitude et la rapidité des variations qu'il permet, ainsi que la rapidité de mise en service des installations.
- c) Il n'y a pas que du thermique à combustible fossile. Il y a aussi l'électricité issue de l'incinération des ordures ménagères et de la cogénération, qui se retrouvent dans la rubrique « autres renouvelables », dont ils constituent l'essentiel. La production d'électricité qui en résulte n'est pas du tout négligeable, et il s'agit de plus d'une électricité aisément utilisable car, au contraire de l'éolien ou du solaire, elle est pilotable. Toutefois, comme il s'agit d'un sous-produit d'activités dont la finalité n'est pas la production d'électricité, la souplesse

⁴ On utilisera ici l'épithète « intermittent » car c'est celui qui est le plus souvent utilisé pour qualifier les énergies solaire et éolienne. En fait ce n'est pas le plus approprié, car il ne rend pas compte du caractère absolument non maîtrisable des énergies éoliennes et solaires, qui sont souvent qualifiées, dans la littérature spécialisée, d'énergies « fatales », car de plus, pour qu'elles soient effectivement utilisées, il faut les injecter en priorité sur le réseau.

d'utilisation est loin d'être totale, au contraire de celle du thermique classique, qu'elle ne peut donc supplanter.

- d) En ce qui concerne l'éolien et le solaire, le facteur de forme correspond **au maximum de ce qu'ils peuvent produire** du fait du vent et de l'ensoleillement. En effet, en ce qui les concerne, il y a **obligation d'injection sur le réseau de toute l'électricité produite, lorsque le vent souffle, ou lorsque le ciel est dégagé, et cela quelle que soit par ailleurs à ce moment son utilité réelle.**

Par ailleurs cette obligation d'injection est accompagnée d'une obligation d'achat à un prix calculé de façon à garantir quoi qu'il arrive leur rentabilité.

Les facteurs de forme de l'éolien et du thermique à combustible fossile sont certes très voisins, mais dans le cas de ce dernier cela résulte ce que l'on n'y fait appel que lorsqu'il est réellement utile, c'est-à-dire lorsque les autres sources de production ne peuvent satisfaire la demande. Si cela s'avérait nécessaire, son facteur de forme pourrait être de 100%, aux indisponibilités près pour maintenance des centrales concernées.

- e) Depuis la fin de la mise en place de son parc nucléaire, la France est, et de très loin, le grand pays dont la **production d'électricité est la plus décarbonée, avec un peu plus de 90% d'électricité décarbonée (chiffre qui peut varier de quelques % selon les années).**

Dès le début de l'éolien, il était évident qu'il n'y avait pas beaucoup d'émissions de CO₂ à supprimer, et que son utilité ne pouvait être que limitée.

Fiche n°2

Limites de l'éolien et du solaire dans leur utilisation dans un grand réseau électrique et dans sa décarbonation

Les autres fiches constitutives du dossier « L'éolien et le solaire, alternatives décarbonées au nucléaire: une arnaque d'anthologie? » sont :

-Fiche n°1 : Terminologie, structure de la production d'électricité.

-Fiche n°3 : Le statut de priorité à la fois européenne et française de l'éolien et du solaire.

Les privilèges exorbitants qui en résultent.

-Fiche n°4 : L'UE, point singulier dans le panorama mondial de l'éolien et du solaire.

Résumé

▪ **Du fait de l'intermittence du vent et de l'ensoleillement, et dans l'impossibilité pratique de stocker plusieurs semaines de consommation, il y a des limites infranchissables à leur utilisation pour la production d'électricité.**

Il est d'observation courante que de longues périodes sont fort peu venteuses, qu'il y a au contraire des tempêtes, qu'il n'y a pas de soleil la nuit, que l'ensoleillement lui-même peut être très variable, et qu'il y en a de toutes façons beaucoup moins en hiver qu'en été... Sans un stockage de l'électricité de capacité suffisante, on doit donc faire appel à des sources pilotables quand il n'y a pas assez de vent et de soleil pour couvrir la consommation et, lorsqu'il y en a trop, la production éolienne et solaire excédentaire se retrouve perdue. En l'absence de ce stockage, le vent et l'ensoleillement étant ce qu'ils sont, et la consommation d'électricité, intimement liée aux activités humaines, étant très peu modifiable, il en résulte des limites infranchissables à leur utilisation pour la production d'électricité. Une simulation simple, à partir des enregistrements de la consommation et des productions éolienne et solaire sur un an, sur la France continentale considérée globalement, permet de quantifier ces limites, qui ne dépendent que de la répartition sur l'année du vent, de l'ensoleillement, et de la consommation. Elles sont donc indépendantes du rendement des éoliennes et des panneaux photovoltaïques. Bien sûr, ce rendement a une influence, mais c'est uniquement sur le nombre d'installations à mettre en place, sur le prix de revient de l'électricité produite, et sur le volume du gisement total d'électricité éolienne et solaire.

On constate tout d'abord que les capacités de stockage nécessaires (plusieurs semaines de consommation, soit à l'échelle de la France plusieurs dizaines de Twh), sont en pratique inaccessibles.

Certes la production par électrolyse de gaz de synthèse, puis son utilisation dans des centrales pilotables en lieu et place du combustible fossile (filiale « power to gas to power »), permet en théorie des capacités de stockage en principe infinies. Mais d'une part la faisabilité industrielle de cette filiale n'est absolument pas acquise, et ne le sera peut-être jamais, et d'autre part la simulation montre que du très mauvais rendement global de cette filiale (vraisemblablement au mieux 25%) résulterait une augmentation considérable (plus de 40%, pour fixer les idées) de la quantité d'électricité à produire, et donc du nombre d'installations nécessaires.

Un lissage journalier parfait, qui correspond au maximum de ce que l'on peut espérer faire sans utilisation de gaz de synthèse (0,5 Twh, pour fixer les idées), aurait certes un rendement bien meilleur, mais n'aurait aucune influence significative sur ces limites.

On pourrait certes imaginer d'adapter la consommation à la production (« pilotage de la demande »), mais le volume et la durée des déplacements de consommation qui seraient nécessaires ne sont pas réalistes : un pilotage de la demande permettant un lissage parfait à l'échelle de la journée laisserait environ 20% de la consommation à déplacer de plus d'une journée.

A horizon visible (et peut-être même toujours : dans ce qui est aujourd'hui simplement envisagé, on ne trouve rien qui pourrait l'infirmier), on butera donc :

a) Sur le fait que, ne pouvant absolument pas compter sur l'éolien et le solaire (« l'effet de foisonnement » n'existe pas pour l'éolien, même d'ailleurs à l'échelle de l'Europe, ainsi que l'a montré en 2011 le rapport Floccard-Perves), la puissance installée pilotable doit continuer à demeurer supérieure à la puissance maximum consommée. Une première conséquence, évidente, est que, si l'on ferme des centrales nucléaires, on doit, comme l'a d'ailleurs fait l'Allemagne, les remplacer par d'autres centrales pilotables de puissance installée au moins égale, qui ne peuvent qu'être des centrales à combustible fossile (compte-tenu des quantités d'électricité à produire, on ne peut compter sur le biogaz). Une seconde est que l'éolien et le solaire ne peuvent que se **substituer** à une partie de la production potentielle des sources pilotables: ils ne peuvent s'**ajouter** à cette dernière. Ce dont il résulte, notamment, que tant que l'on n'aura pas remplacé suffisamment de centrales nucléaires par des centrales thermiques (c'est-à-dire jusqu'en 2035-2040 au moins...), l'éolien et le solaire français n'auront pratiquement fait que réduire le taux d'utilisation du parc nucléaire, ce qui ne réduit pas les émissions de CO2 (ce que montre d'ailleurs l'analyse des bilans RTE 2006-2019). En fait, ils n'auront fait qu'augmenter ces émissions, du fait de l'empreinte carbone⁵ de la constitution et du démantèlement des installations.

b) Sur le fait que, si le taux de perte par surproduction reste négligeable tant que le taux d'injection d'éolien et de solaire dans un réseau reste en deçà d'une valeur relativement élevée (30%, pour fixer les idées), il croît ensuite de plus en plus rapidement pour devenir significatif entre 40% et 50%, puis par la suite assez vite inacceptable (pour fixer les idées, pour un taux d'injection de 70%, il est d'environ 20%). Cela exclut toute possibilité pour l'éolien et le solaire de décarboner en profondeur une production uniquement thermique, et, corrélativement, tout espoir de remplacer du nucléaire totalement décarboné par autre chose qu'un mix thermique-éolien+solaire restant fortement carboné.

▪ Si l'on constate que, dès que l'on dépasse quelques %, injecter de l'éolien et du solaire pose des problèmes de plus en plus sérieux, cela ne résulte nullement des limites résultant de l'intermittence proprement dite, qui ne commenceront à intervenir qu'au-delà de 30%, mais de problèmes techniques annexes (déstabilisation du réseau, contraintes sur les réseaux de transport).

Un quart de siècle de retour d'expérience a solidement établi que, si tant que l'éolien et le solaire restent marginaux, ils ne posent pas de problèmes majeurs, il n'en est plus du tout de même dès que l'on approche 10% de la consommation. Assez rapidement, c'est en fait l'ensemble du système de production et de distribution d'électricité qu'il faut réorganiser autour d'eux, en y consacrant, ainsi que le montre l'exemple de l'Allemagne, qui a une dizaine d'années d'avance sur nous, une énergie considérable et des coûts gigantesques. Cela ne résulte nullement de ce qui précède (on vient de voir que les limites ultimes de l'éolien et du solaire ne commenceront à se manifester significativement que

⁵ Cela signifie que, dans le cas de la France, les empreintes carbone de l'éolien et du solaire sont totalement à revoir. En effet elles sont systématiquement calculées (cf. ref.32) en prenant comme hypothèse que c'est uniquement du combustible fossile qu'ils remplacent.

pour des taux entre 40% et 50%, mais des problèmes techniques annexes que posent l'éolien et le solaire.

a) Non seulement, n'étant pas pilotables, ils ne peuvent contribuer à maintenir l'équilibre production-consommation indispensable à la stabilité du réseau, mais, disposant d'une priorité d'injection, ils sont une source supplémentaire de déséquilibre. Leur variabilité étant très supérieure à celle de la consommation (pour l'éolien, approximativement 3 fois plus), ils deviennent rapidement **le** facteur principal de déstabilisation. Un point critique, l'électricité étant distribué en courant alternatif, est la stabilité de la fréquence. Il n'y a toujours pas sur ce point de solution validée, et il pourrait bien en résulter des limites pratiques très en deçà de celles imposées par l'intermittence proprement dite.

b) ils induisent de très importantes contraintes sur les réseaux de transport. D'une part, outre la fonction de distribution aux consommateurs, ils doivent dorénavant assurer une fonction de collecte de la production, auprès de dizaines de milliers de sources disséminées sur tout le territoire, et cette fonction doit de plus être surdimensionnée, compte-tenu de leur très forte variabilité. D'autre part, cette distribution doit être aussi étendue que possible, à la fois pour évacuer les surproductions locales et pour faire participer au maintien local de la stabilité du réseau un maximum de sources pilotables (c'est ainsi que le petit Danemark parvient à injecter sur son réseau plus de 50% d'éolien).

▪ **La « transition énergétique », pour ce qui concerne l'électricité: une arnaque s'appuyant, depuis un quart de siècle, sur une très efficace stratégie d'enfumage?**

Les objectifs de la « transition énergétique », pour l'électricité, se résument pratiquement à implanter le plus rapidement possible un maximum d'éolien et de solaire, en faisant croire que l'on parviendra ainsi progressivement à décarbonner presque totalement l'électricité sans centrales nucléaires. Tout cela ne repose pratiquement que sur de la dissimulation et des contre-vérités.

Mais des contre-vérités sur lesquelles est depuis un quart de siècle assise la politique de l'Union Européenne et de la France. Et une politique que la France a décidé d'accélérer, du fait de la nécessité qu'il y aurait à avoir en 2035 au plus tard remplacé par de l'éolien et du solaire au moins le tiers de la production nucléaire française. Ce qui leur ouvre un boulevard pour une quinzaine d'années supplémentaires, et est assurément possible, puisque l'on sera jamais alors qu'au niveau actuel de l'Allemagne.

Ces contre-vérités sont pour certaines si grossières que rien n'aurait été possible sans une très efficace stratégie d'enfumage, en synergie avec la mise en place du « marché » de l'électricité, et où Commission Européenne, gouvernement et médias de masse ont jusqu'à présent marché la main dans la main.

Dans cette stratégie l'ADEME et RTE occupent une position centrale, RTE étant l'organisme responsable, dans le cadre des objectifs définis par le gouvernement, du bon fonctionnement d'ensemble du système électrique français. Très logiquement, ils sont les détenteurs officiels de l'expertise technique, ce pour quoi, de par leurs fonctions, ils disposent des compétences et informations nécessaires.

Des études concluant à la faisabilité à un horizon raisonnablement lointain (en l'occurrence 2050) de scénarios « 100% renouvelables » sont essentielles pour faire croire que l'éolien et le solaire peuvent permettre d'aboutir sans nucléaire à une électricité tout aussi décarbonée (et même pour pas plus cher...). Une étude clé a été l'étude ADEME de 2015, depuis laquelle cette faisabilité est considérée comme acquise dans la loi française elle-même. Elle fait intervenir un taux d'injection de mix éolien+solaire nettement supérieur à 70%, et qui se situe donc dans la zone où interviennent drastiquement les limites incontournables résultant de l'intermittence du vent et du soleil. L'analyse montre qu'elle s'est effectivement heurtée à ces limites, qu'elle a bien constaté qu'il résultait du mauvais rendement de la filière «power to gas to power» une augmentation inacceptable des installations nécessaires. Elle a donc limité très fortement son emploi. Le résultat en a été que, quand on regarde bien, la France y est structurellement dépendante des pays voisins pour 12,5% de sa consommation.

On se retrouve dans la même situation dans les scénarios 2050 présentés par RTE en octobre 2021, qui tous comportent une très importante production éolienne et solaire, à ceci près que RTE y a intégré qu'il était impossible de compter sur la disponibilité de cette filière (elle ne figure pas dans la

liste de janvier 2021 des points durs à résoudre avant 2050). Avec le même résultat : dans tous ses scénarios, il manque structurellement à la France, pour couvrir en permanence sa consommation, 39 Gw de puissance installée pilotable (soit les 2/3 de la puissance installée du parc nucléaire actuel). Et, comme cela ne suffit toujours pas, surtout dans les scénarios où il y a très peu ou pas du tout de nucléaire, il faut des « réserves de flexibilité de la demande » pouvant aller jusqu'à 17 Gw, soit approximativement le tiers de la consommation moyenne actuelle... Autrement dit, ce n'est pas uniquement l'ensemble du système électrique qu'il faut repenser pour imposer l'éolien et le solaire : c'est l'organisation des activités humaines...

Dans les scénarios comportant du nucléaire, l'augmentation à la fois de capacités de production et de puissance installée pilotable à la fois nationales et décarbonées qui en résulte vient assurément à point nommé pour permettre d'augmenter la consommation sans devoir structurellement faire appel à l'étranger et sans bouleverser les activités humaines. Mais on se retrouve alors dans l'ubuesque situation actuelle : en l'absence de stockage de très grande capacité éoliennes et panneaux solaires font toujours double emploi avec le nucléaire, dont la rentabilité se retrouve alors laminée.

Il y a un moyen très simple d'éviter ce double emploi : revenir à la priorité d'injection attribuée à l'éolien et au solaire, et n'y faire appel que lorsqu'ils sont réellement utiles, c'est à dire lorsque le nucléaire et les autres sources décarbonées ne parviennent pas à couvrir la consommation. Il est évident que, à la simple analyse des bilans 2006-2019 (annexe 2), leur utilisation effective actuelle en serait effondrée.

Le simple bon sens suggère de faire de même dans les simulations utilisées pour construire les scénarios 2050, ce qui permettrait d'évaluer de façon très simple l'intérêt réel de l'éolien et du solaire pour décarboner l'électricité. Les scénarios actuels sont tous biaisés du fait que, dès le départ, ils imposent une proportion minimum très importante d'éolien et du solaire.

Sommaire

Limites de l'éolien et du solaire dans leur utilisation dans un grand réseau électrique et dans sa décarbonation

A- Les problèmes qu'ils posent

A-1 Utilisation d'une simulation pour quantifier les limites de l'éolien et du solaire résultant de l'intermittence proprement dite.

A-2 Eoliennes et panneaux solaires ne sont pas pilotables

A-2-1. Comme on ne peut absolument pas compter sur eux pour couvrir à tout instant la consommation, et comme les capacités de stockage qui seraient nécessaires pour éviter qu'il en soit ainsi sont inaccessibles (lisser sur une journée, ce qui est le maximum de ce que l'on peut espérer faire, n'y changerait rien), éoliennes et panneaux solaires doivent continuer à être adossés à des sources pilotables de puissance installée au moins égale à la puissance consommée maximum. Leurs productions ne peuvent donc que se substituer à une partie de la production potentielle des sources pilotables ; elles ne peuvent s'ajouter à cette dernière.

A-2-2 En l'absence de stockage, des sources pilotables doivent compenser les insuffisances de production, et les excédents sont perdus. L'éviter nécessiterait de pouvoir stocker la consommation de plusieurs semaines, soit plusieurs dizaines de Twh, ce que seule serait susceptible de permettre une filière « power to gas to power ». Mais il résulterait de son très mauvais rendement une augmentation déraisonnable de la quantité d'électricité à produire (pour fixer les idées, augmentation de plus de 40% pour un mix optimisé éolien+solaire). Le volume et la durée des déplacements de consommation qui seraient nécessaires pour remplacer ce stockage par du «pilotage de la demande» sont en outre totalement irréalistes.

A-2-3 Les capacités de stockage nécessaires pour débloquer la situation, que seule, en l'état actuel des connaissances, serait susceptible de permettre la filière « power to gas to power » (production par électrolyse d'hydrogène, éventuellement transformation, par combinaison avec du CO₂, en méthane beaucoup plus facilement utilisable, puis utilisation de ce gaz de synthèse pour produire de l'électricité), ne seront certainement pas disponibles dans les deux décennies à venir, et ne le seront peut-être jamais.

A-2-4 D'où 3 limitations majeures (et à vrai dire rédhibitoires dans le cas de la France, puissamment équipée en centrales nucléaires): ils ne permettent pas de réduire la puissance installée pilotable, ils ne peuvent réduire l'appel au combustible fossile que dans la mesure où ils peuvent effectivement se substituer à la production de centrales thermiques à combustible fossile, et ils ne peuvent substituer à du fossile de l'électricité décarbonée que pour des utilisations compatibles avec l'intermittence et leur très forte variabilité de leurs excédents. Ceci est extrêmement limitatif, interdit probablement leur utilisation dans le cadre d'une éventuelle «filière hydrogène», et l'interdit certainement pour décarboner le chauffage domestique.

A-2-5 De toutes façons, un évident problème de calendrier: on a d'ores et déjà la certitude que, jusqu'en 2040 au moins, l'éolien et le solaire français n'auront pour ainsi dire fait que réduire le taux d'utilisation des centrales nucléaires, sans effet significatif sur la réduction du fossile.

A-2-6 Et si la France n'était alimentée que par de l'éolien et du solaire? Ce qui précède permet d'évaluer ce que l'on pourrait en espérer au mieux: moins de 737 Twh/an, en exploitant en totalité un potentiel évalué à 1109 Twh/an par l'ADEME.

A-2-7 De cette non pilotabilité résulte en outre un problème technique: ils sont un facteur majeur de déstabilisation des réseaux électriques.

A-2-7-1 Non seulement, n'étant pas pilotables, ils ne peuvent contribuer à maintenir l'équilibre production-consommation indispensable à la stabilité du réseau, mais ils sont une source supplémentaire de déséquilibre, qui, leur variabilité étant très supérieure à celle de la consommation, devient rapidement le facteur principal de déstabilisation. Le problème de la stabilisation en fréquence est actuellement le plus critique.

A-2-7-2 D'où la nécessité d'accroître la souplesse des sources pilotables, autrement dit la nécessité de faire appel à du thermique, qui est la source la plus souple. Avec comme conséquence que, lorsqu'il y a à la fois du thermique et une importante composante nucléaire, c'est principalement à du nucléaire, qui n'émet pas de CO₂, que l'éolien et le solaire se substituent. Le nucléaire réduit alors, jusqu'à l'annuler à peu près complètement dans le cas de la France, leur capacité à décarboner la production électrique.

A-2-8 L'ubuesque utilisation de centrales nucléaires en « back-up » de l'éolien et du solaire, ce qui est le cas de la France.

A-3 L'éolien et le solaire induisent un autre problème technique: de très importantes contraintes sur les réseaux de transport. D'une part, outre leur fonction de distribution pour couvrir la consommation, ces derniers doivent dorénavant assurer une fonction de collecte de la production, auprès de dizaines de milliers de sources disséminées sur tout le territoire. D'autre part, la variabilité de la production éolienne et solaire étant très supérieure à celle de la consommation, tout doit être surdimensionné. De plus cette distribution doit être aussi étendue que possible, à la fois pour évacuer les surproductions locales et pour faire participer un maximum de sources pilotables à la compensation des déséquilibres locaux, afin de maintenir la stabilité du réseau.

A-4 C'est uniquement à la nécessité de résoudre ces problèmes techniques annexes au fur et à mesure de la croissance de l'éolien et du solaire, de façon à pouvoir continuer utiliser la presque totalité de leur production, que correspondent les externalités de plus en plus considérables qui accompagnent cette croissance. Le problème de l'intermittence en tant que telle, qui ne pourrait être résolu, comme on l'a vu au §A-2-1 que par un stockage de très grande capacité, reste entier, et les limites qui en résultent inchangées.

B- La capacité de l'éolien et du solaire à décarboner la production électrique est fondamentalement limitée, à un niveau très inférieur à ce que permet le nucléaire.

B-1 Une donnée clé: le taux d'injection moyen sur l'année de l'éolien et du solaire dans un réseau donné, qui, lorsqu'il n'y a par ailleurs que du thermique à combustible fossile, est une estimation du taux de décarbonation de la production électrique (majorée, car assurer le back-up diminue le rendement). Il va de soi que ce taux n'a de sens qu'en considérant un réseau isolé.

B-2 La limite ultime de ce taux d'injection de l'éolien et du solaire résulte de l'intermittence en tant que telle (lorsqu'il y trop d'électricité produite, elle est perdue, et lorsqu'il en n'a pas assez, des sources pilotables doivent assurer le complément). Elle dépend du taux de perte que l'on peut raisonnablement admettre. Très faible tant que le taux d'injection reste inférieur à 40%, le taux de perte croit ensuite de plus en plus rapidement. A 60%, il se situe autour de 10%, ce que l'on peut déjà estimer inacceptable, à 70% autour de 20%, ce qui l'est à coup sûr.

B-3 On note que, du seul fait de cette limite incontournable, on restera loin du taux de près de 100 % que permet sans problème le nucléaire, et l'on ne pourra jamais remplacer du nucléaire décarboné à 100 % que par un mix thermique+ éolien+ solaire probablement au mieux décarboné à 55-65%.

B-4 De plus les limites réelles resteront probablement nettement en deçà, du fait des problèmes techniques (le considérable surdimensionnement des réseaux de transport qui serait nécessaire, le problème de la stabilisation en fréquence...).

C-La « transition énergétique », pour ce qui concerne l'électricité: une gigantesque arnaque s'appuyant, depuis un quart de siècle, sur une très efficace stratégie d'enfumage?

C-1 La politique actuelle ne repose pratiquement que sur des contre-vérités, dont certaines sont si grossières que rien n'aurait été possible sans une remarquable stratégie d'enfumage.

C-2 Le rôle clé, dans cette stratégie, de l'ADEME et de RTE.

C-3 Masquage du fait que l'éolien et le solaire français remplacent essentiellement du nucléaire, et non du thermique à combustible fossile.

C-4 Etudes de l'ADEME et de RTE concluant à la faisabilité de scénarios 100% renouvelables (autrement dit sans nucléaire) à l'horizon 2050 (de plus pour pas plus cher...).

C-4-1 Les études concernées

C4-2 Une étude clé est l'étude ADEME de 2015, depuis laquelle cette faisabilité est considérée comme acquise. Elle s'est effectivement heurtée aux limites fondamentales résultant de l'intermittence et du mauvais rendement du stockage par gaz de synthèse, mais cela a été masqué. En fait, dans ce scénario, la France est structurellement tributaire des pays voisins pour 12,5% d'une consommation pourtant réduite de plus de 15% par rapport à la consommation actuelle. En ce qui concerne les estimations de coût, elles sont en pratique invérifiables, et ne sont de toute façon absolument pas crédibles.

C4-2-1 Analyse technique.

C4-2-2 Les estimations financières ne sont absolument pas crédibles: la contre-estimation de J.M.Jancovici.

C4-3 Le rapport RTE-AIE de janvier 2021, qui liste les points durs restant à résoudre et auxquels il suffirait donc de consacrer les efforts nécessaires, élude totalement un point clé dont on a vu qu'il était apparemment insoluble: la nécessité de disposer d'un stockage de très grande capacité et de rendement acceptable.

C4-4 Parmi les artifices utilisés dans les scénarios 2050 pour masquer l'impasse où mène le développement massif de l'éolien et du solaire en l'absence de stockage de grande capacité: l'appel (discret) à des sources de production étrangères, et le masquage de l'ubuesque situation qu'est leur double emploi avec le nucléaire, lorsqu'il y en a

C4-5. Et si, pour apprécier l'intérêt réel de l'éolien dans réduction de l'appel au fossile, on étudiait enfin des scénarios où ils n'ont plus priorité d'injection sur le réseau, mais n'y sont injectées que dans la mesure où les autres sources décarbonées ne suffisent pas ?

D Et si l'on sortait de l'éolien?

D-1 Aucune incidence sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité n'est à redouter, puisque, en l'absence à horizon visible de stockage de très grande capacité, on ne peut de toutes façons compter sur eux (§ A-2-1): lorsqu'il y a des difficultés, comme c'est actuellement le cas en France, elles proviennent de l'insuffisance de la puissance installée pilotable (et nullement de celle de la puissance installée éolienne !).

D2- Techniquement, absolument tout s'en retrouve simplifié: lorsque l'éolien et le solaire ne produisent pas, on en revient simplement à la situation où il n'y a pas de sources de production non pilotables significatives.

D3- Economiquement, on ne peut évidemment qu'y gagner.

D4 – Et « l'Europe de l'électricité » ? Vers un retour au simple bon sens...

Annexe 1: Stockage de l'électricité.

1- L'analyse a fait apparaître 3 besoins de stockage bien différents. Seul le stockage de niveau supérieur (capacité de plusieurs dizaines de Twh, comme on l'a vu au §A-2-1-2), permettrait réellement de s'affranchir des limitations fondamentales de l'éolien et du solaire (§ A2-1), celles qui résultent de l'intermittence du vent et du soleil.

2- Des capacités de plusieurs Twh, et à fortiori de plusieurs dizaines de Twh, sont totalement hors de portée des dispositifs existants.

2-1 Elles sont en effet hors de portée non seulement évidemment du stockage par batteries (ou par volants d'inertie, compression ou décompression d'un gaz, etc...), mais aussi du stockage par STEP.

2-2 Seul reste donc en définitive la production par électrolyse de gaz de synthèse, utilisé ensuite comme combustible dans des centrales pilotables à la place du combustible fossile (filière « power to gas to power »). Cela permet en théorie des capacités de stockage aussi élevées que l'on veut, mais d'une part la faisabilité industrielle n'est absolument pas acquise (et ne le sera peut-être jamais), et d'autre part le rendement est très mauvais (probablement au mieux 25% avec une production d'hydrogène à partir de l'éolien, compte tenu de la très grande variabilité de ce dernier). En cohérence avec ce qui précède, strictement aucun calendrier n'est annoncé pour la disponibilité effective de cette filière, et RTE ne compte pas sur elle dans les scénarios 2050.

3. Intérêt du stockage infra journalier pour l'optimisation de l'utilisation de la puissance installée nucléaire.

Annexe 2: Analyse des bilans électriques 2006-2019: l'éolien et le solaire français remplacent essentiellement du nucléaire, et non du thermique à combustible fossile

1- Le constat.

2- Ce qui précède s'explique aisément- et était au demeurant bien connu depuis le début.

3- Comment masquer que l'éolien et le solaire remplacent essentiellement du nucléaire ?

Annexe 3: Graphiques issus de la simulation

Références

Limites de l'éolien et du solaire dans leur utilisation dans un grand réseau électrique et dans sa décarbonation.

On pourra éventuellement, en préalable, se reporter à la fiche « Terminologie ; éléments techniques » (fiche n°1)

Remarque : On ne s'intéresse ici qu'aux problèmes très spécifiques que posent l'éolien et le solaire **dans un grand réseau**. Lorsqu'ils sont dédiés à des utilisations locales (par exemple centrales solaires couplées à des batteries), certains de ces problèmes n'existent pas.

A- Les problèmes qu'ils posent

A-1 Utilisation d'une simulation pour quantifier les limites de l'éolien et du solaire résultant de l'intermittence proprement dite.

▪ Pour cette quantification, on s'est appuyé sur une simulation développée par l'auteur, à partir des enregistrements au pas horaire, sur l'année 2013, de la consommation et des productions des différentes sources, pour la France métropolitaine. On est parti de l'hypothèse que, sur une année quelconque, la consommation et les productions éolienne et solaire restaient les mêmes, à des coefficients multiplicatifs près.

Une telle simulation n'a évidemment de sens que si l'on considère un réseau **isolé**. On pourrait certes imaginer de se placer au niveau européen, mais il faudrait alors considérer globalement l'ensemble des réseaux interconnectés européens, et disposer de toutes les informations nécessaires.

▪ Elle a été organisée de façon à **minimiser systématiquement l'incidence des problèmes posés par l'éolien et le solaire**, de façon à pouvoir déterminer les limites ultimes de ce que l'on peut en espérer dans l'alimentation d'un grand réseau électrique.

Ainsi, elle suppose totalement résolus les problèmes techniques très spécifiques qu'ils posent et qui, en pratique, compliquent considérablement l'utilisation de leur production dès qu'elle n'est plus marginale (déstabilisation du réseau électrique, contraintes considérables sur les réseaux de transport : cf § A-2-2 et §A-3). Le fait de se placer globalement au niveau de la France équivaut à considérer qu'il n'y a pas de limitation du fait du réseau de transport⁶. Le fait que les données sont fournies au pas horaire ne prend pas en compte que c'est à tout instant, et non pas en moyenne sur une heure, que doit être réalisé l'équilibre consommation-production ^{(cela} équivaut en fait à supposer l'existence d'un stockage permettant de lisser sur une heure la production et la consommation).

Autrement dit, la seule limite à l'utilisation de l'éolien et du solaire qui subsiste est que, au pas horaire, le total de leur production ne peut dépasser la consommation⁷ et que, dans le cas contraire, l'excédent est perdu⁸, à moins qu'il ne soit stocké. Ce qui est incontournable.

▪ Certes, chaque année est une année particulière. Certes, dans les décennies qui viennent, l'évolution dans l'année de la consommation et des productions éolienne et solaire ne resteront certainement pas exactement homothétiques à celles de 2013, surtout si de l'éolien marin apparaît. Les conclusions tirées de cette simulation, dont on vient de voir que, par construction, elle minimise les problèmes rencontrés, sont toutefois quantitativement si nettes qu'elles semblent extrêmement robustes.

⁶ On considère que l'influence du réseau de transport se réduit à un taux de perte en ligne qui reste le même que celui de 2013.

⁷ Les consommations sont des consommations avant déduction des pertes en ligne, de façon à pouvoir être comparées aux productions en sortie des sources de production.

⁸ Il peut être perdu de deux façons: soit par limitation de la production éolienne ou solaire avant son injection sur le réseau (bridage, déconnexion du réseau...), soit, après injection sur le réseau, par brûlage sur des résistances.

Se placerait-on au niveau des réseaux interconnectés européens, elles resteraient très probablement les mêmes: « l'effet de foisonnement », ainsi que l'a montré le rapport Floccard-Perves de 2012 (ref.2), n'est pas plus significatif au niveau européen qu'à celui de la France, qui est déjà dotée de 3 régimes de vent.

▪ En définitive les limites calculées ne résultent que de la répartition sur l'année du vent, de l'ensoleillement, et de la consommation. Il s'agit donc bien des limites **ultimes** de ce que l'on peut espérer de l'éolien et du solaire. Ainsi le « facteur de forme », de l'amélioration duquel on affirme beaucoup attendre, n'intervient pas dans leur calcul. Son intérêt est certain, mais il se limite à une diminution du nombre d'installations nécessaires pour délivrer une quantité d'électricité donnée (et donc du coût de revient du kwh produit) ainsi que, du moins pour le photovoltaïque⁹, à une augmentation du volume du gisement national disponible.

A-2 Eoliennes et panneaux solaires ne sont pas pilotables

D'une part, en l'absence de stockage de l'électricité, cette dernière doit être consommée quand elle est produite, et, d'autre part, le vent et l'ensoleillement ne sont pas maîtrisables. D'où les problèmes suivants :

A-2-1. Comme on ne peut absolument pas compter sur eux pour couvrir à tout instant la consommation, et comme les capacités de stockage qui seraient nécessaires pour éviter qu'il en soit ainsi sont inaccessibles (lisser sur une journée, ce qui est le maximum de ce que l'on peut espérer faire, n'y changerait rien), éoliennes et panneaux solaires doivent continuer à être adossés à des sources pilotables de puissance installée au moins égale à la puissance consommée maximum. Leurs productions ne peuvent donc que se substituer à une partie de la production potentielle des sources pilotables ; elles ne peuvent s'ajouter à cette dernière.

▪ Il ressort en effet du tableau 1 que, même si le potentiel éolien de la France, estimé à 643,7 Twh/an¹⁰, ce qui correspond à une puissance moyenne de 73,5 Gw, était exploité à 100% (actuellement il ne l'est qu'à 6-7%) , la valeur la plus basse de la puissance délivrée (« puissance minimum garantie », au pas horaire, ne serait que de $73,5 \times 0,0273 = 2$ Gw, soit 3,6 % de la puissance moyenne actuellement consommée (environ 56 Gw, ce qui correspond à une consommation moyenne journalière d'environ 1,4 Twh, et une consommation annuelle d'environ 500 Twh). La nuit, on ne peut évidemment compter sur le solaire.

Un lissage par du stockage (ou du « pilotage de la demande ») permet assurément d'augmenter cette puissance minimum garantie. Le tableau 1 montre toutefois qu'avec un stockage permettant un lissage parfait à l'échelle de la journée on serait toujours très loin du compte: avec un potentiel éolien exploité à 100%, on ne pourrait toujours compter que sur environ $73,5 \times 0,0947 = 7$ Gw, soit 12,2 % de la puissance consommée moyenne.

Ce lissage sur 1 jour nécessiterait, pour une consommation moyenne journalière de 1,4 Twh, une capacité minimum de stockage d'au moins 0,5 Twh¹¹, ce qui est approximativement à la limite de

⁹ Pour l'éolien, on est depuis longtemps aux limites des rendements théoriques, et les améliorations du facteur de forme résultent essentiellement de la course au gigantisme. Cette amélioration n'augmente pas considérablement le volume du gisement à exploiter: pour l'essentiel, il diminue simplement le nombre d'éoliennes nécessaires pour exploiter à fond une superficie donnée.

¹⁰ Cf. étude ADEME 2015 en ref.1.

¹¹ Pour une consommation moyenne quotidienne d'environ 1,4 Twh, le tableau 2 montre que, en supposant qu'il n'y ait pas de limite aux puissances de stockage et de déstockage nécessaires pour lisser sur une journée, ce qui est très peu probable (le tableau 2 fait apparaître des valeurs toutes supérieures à 30 Gw...), un lissage journalier parfait nécessite une capacité de

ce que l'on peut espérer faire sans devoir faire appel à du stockage par gaz de synthèse produit par électrolyse (filrière « power to gas to power »), sachant que l'on ne peut absolument pas compter sur la disponibilité de cette filrière (cf. §A-2-3).

Et avec ces 0,5 Twh de stockage, on est encore très loin du compte... Notons (tableau 1) qu'il y aurait dans l'année **au moins** une période de 24h pendant laquelle il manquerait encore 100- 9,47= 90,53 % de la consommation journalière de 1,4 Twh, soit 1,33 Twh. En fait, il ressort du § A2-2 que, pour que l'éolien et le solaire puissent effectivement pleinement remplacer les sources pilotables, il faudrait une capacité de stockage d'environ 1 mois de consommation, soit 30x 1,4= 42 Twh...

En ce qui concerne le remplacement du stockage par du pilotage de la demande, pour obtenir le lissage parfait à l'échelle de la journée, dont vient de voir qu'il ne résoudrait absolument pas le problème, il faudrait déplacer plus de 0,5 Twh, c'est-à-dire plus du tiers de la consommation journalière. On est déjà au-delà de ce qui semble réaliste.

Minimum de la puissance délivrée, au pas horaire et au pas journalier		
Simulation à partir des enregistrements 2013, en considérant que, sur l'année, la production éolienne (ou solaire) est égale à la consommation		
	éolien	solaire
minimum de la puissance délivrée (lissage sur 1 heure)/puissance délivrée moyenne	2,73%	0,00%
minimum de la puissance délivrée (lissage sur 1 heure)/puissance consommée maximum (lissage sur 1 heure)	1,66%	0,00%
minimum de la puissance délivrée (lissage sur 1 jour)/ puissance délivrée moyenne	9,47%	9,72%
minimum de la puissance délivrée (lissage sur 1 jour)/ puissance consommée maximum (lissage sur 1 jour)	6,23%	6,40%

Tableau 1

▪ Qu'en est-il de « l'effet de foisonnement » ?

Un point clé de la propagande éolienne, systématiquement utilisé pour écarter d'un revers de la main le problème de l'intermittence, est « l'effet de foisonnement » : « il y a toujours du vent quelque part: il suffit d'aller le chercher ». Cet argument a été aussi utilisé par RTE, organisme en charge de la sécurité de l'approvisionnement électrique de la France¹².

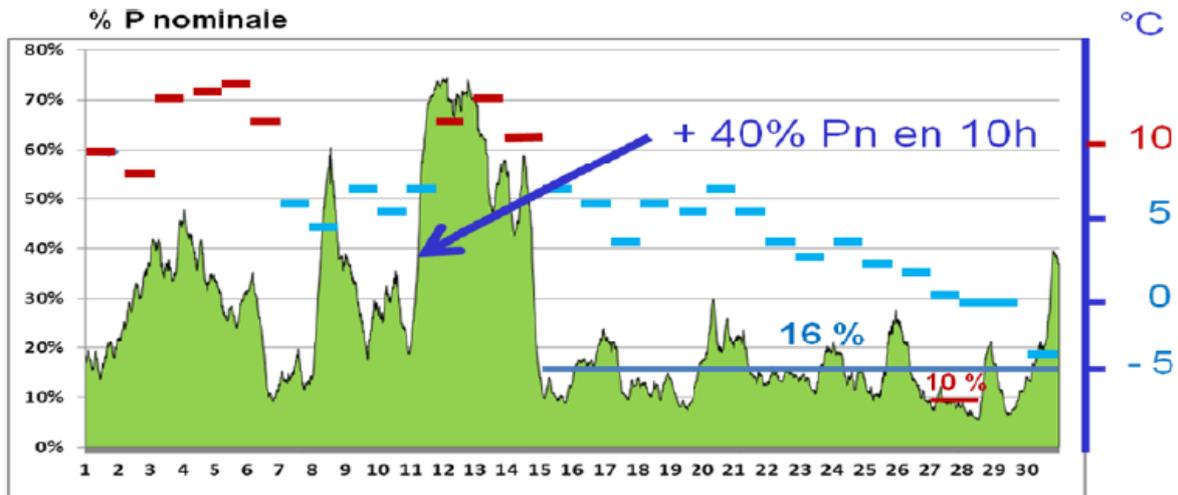
Il n'en reste donc strictement rien. Le rapport Floccard-Pervès de 2012 (ref.2) l'avait d'ailleurs déjà démontré, à partir d'une analyse des productions de septembre 2010 à mars 2011, à la fois à l'échelle de la France, qui est déjà dotée de trois régimes de vent, et à celle de l'Europe occidentale¹³ (fig.2). Ce rapport avait en outre mis en évidence que, très fâcheusement, que l'on se place à l'échelle de la France (fig.1) ou à celle de l'Europe, le vent souffle très peu dans les périodes de grand froid, qui sont aussi celles de plus grande consommation (fig.1).

▪ D'où une limitation extrêmement forte de l'intérêt de l'éolien et du solaire: sans un stockage de très grande capacité que seul permettrait le gaz de synthèse, il faudra **toujours** disposer de sources pilotables de puissance installée au moins égale à la puissance maximum consommée, et l'éolien et le solaire ne pourront toujours que se **substituer** à une partie de la production potentielle des sources pilotables, et non **s'ajouter** à cette dernière.

stockage de $(1,4/1,097) \times 0,47=0,69$ Twh avec de l'éolien seul. Avec du solaire seul, il faudrait 1,38 Twh, et avec un mix éolien+solaire optimisé 0,50 Twh.

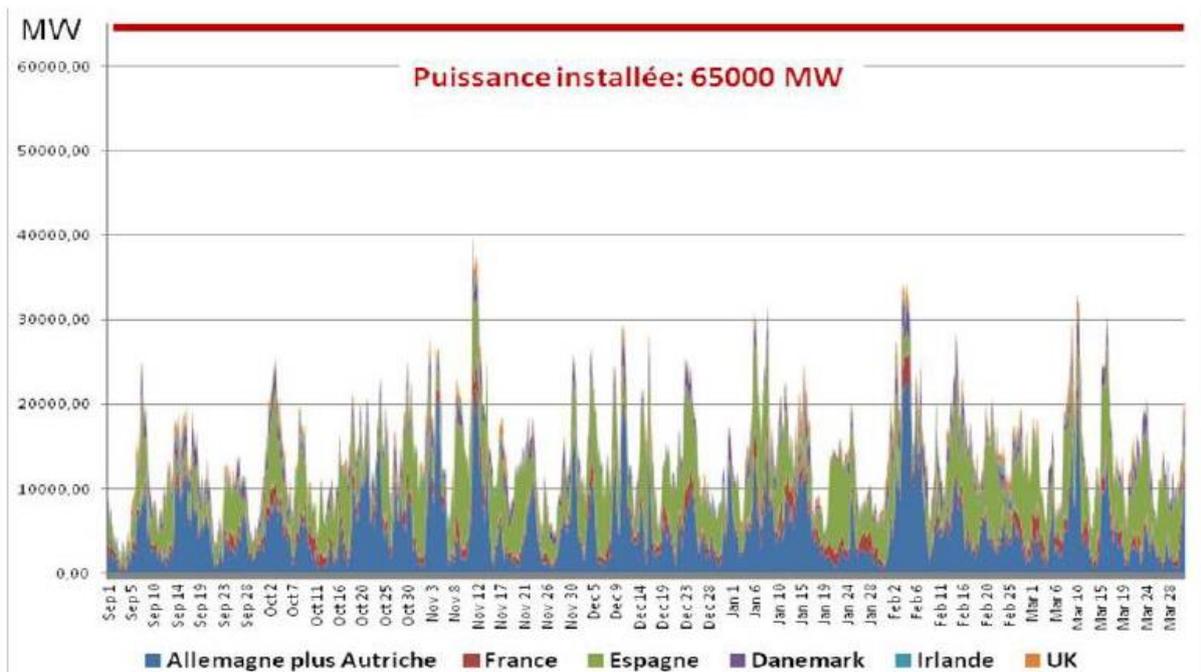
¹² Voir, dans le film de Charles Thimon « Eoliennes, du rêve à la réalité » (ref.35), un extrait d'une intervention de M. François Brottes, président du directoire de RTE (à 31mn 20s).

¹³ Plus précisément, cette étude a pris en compte l'Allemagne, l'Autriche, la France, l'Espagne, l'Irlande, et le Royaume Uni. On trouve sur les 7 mois considérés une puissance garantie inférieure à 5 % de la puissance installée éolienne, ce qui est évidemment totalement insuffisant pour couvrir la consommation.



Evolution de la puissance éolienne en France en novembre 2010 (courbe et échelle de gauche) et de la température moyenne (échelle de droite, en traits rouges journées chaudes et en traits bleus les journées froides). Extrait de « Intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en Europe de l'Ouest » ; H.Floccart et J.P. Perves, mars 2012.

Fig. 1



Empilement des productions éolienne en Europe de l'Ouest (7 pays) ; heure par heure et en Mw, de septembre 2010 à mars 2011(extrait de « Intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en Europe de l'Ouest » ; H. Floccart et J.P. Perves, mars 2012)

Fig.2

A-2-2 En l'absence de stockage, des sources pilotables doivent compenser les insuffisances de production, et les excédents sont perdus. L'éviter nécessiterait de pouvoir stocker la consommation de plusieurs semaines, soit plusieurs dizaines de Twh, ce que seule serait susceptible de permettre une filière « power to gas to power ». Mais il résulterait de son mauvais rendement une augmentation déraisonnable de la quantité d'électricité à produire (pour fixer les idées, augmentation de plus de 40% pour un mix optimisé éolien+solaire). Le volume et la durée

des déplacements de consommation qui seraient nécessaires pour remplacer ce stockage par du «pilotage de la demande» sont en outre totalement irréalistes.

▪ On a considéré, sur une année pleine, une production éolien+solaire égale à la consommation. En l’absence de stockage, les excédents sont perdus, et les déficits, dont le total est alors égal à celui des excédents, doivent être comblés par des sources pilotables.

En ce qui concerne le stockage, il a été considéré **qu’il n’y avait pas de limite du fait de la puissance de stockage et de la puissance de déstockage**. Son rendement a en outre été pris égal à **100%** (lorsque le rendement n’est pas 100%, il faut augmenter la production pour compenser les pertes de stockage : voir annexe 1, fig. A1). Cela permet de calculer les valeurs **minimum** des capacités de stockage nécessaires pour couvrir avec uniquement de l’éolien et du solaire, et sans perte, la totalité de la consommation.

Trois scénarios ont été examinés: éolien seul, solaire seul, et mix éolien+ solaire optimisé de façon à minimiser les pertes par surproduction en l’absence de stockage (ce qui conduit à 81,75% d’éolien).

Afin de disposer d’ordres de grandeur en quantités, et non pas uniquement en pourcentage, on a en outre considéré une consommation annuelle égale à 400 Twh, ce qui correspond à une puissance moyenne consommée de 45,7 Gw. Le cadre de la simulation est donc très comparable au scénario « 100% renouvelable » de l’étude ADEME 2015 en ref.1, où 80% de la production (482 Twh, pour une consommation finale de 412 Twh) sont assurés par 385 Twh d’éolien et de solaire (on trouvera au §C-4-2 une analyse détaillée de cette étude).

L’analyse a été menée à la fois à partir des données initiales, qui sont au pas horaire, et à partir de données lissées sur 1 jour par moyenne mobile, ce qui équivaut à considérer que l’on a mis en place un stockage ou un pilotage de la demande permettant un lissage parfait à l’échelle de la journée. Le tableau 2 présente les résultats obtenus. On trouvera en outre, en annexe 3, un ensemble de graphiques issus de cette simulation.

Analyse de 3 scénarios: éolien seul, solaire seul, mix éolien+solaire optimisé seul, leur production étant égale à la consommation						
	éolien		solaire		mix optimisé éolien+solaire (81,75 % éolien)	
	lissage sur 1 heure (nota 1)	lissage sur 1 jour	lissage sur 1 heure (nota 1)	lissage sur 1 jour	lissage sur 1 heure (nota 1)	lissage sur 1 jour
% Production perdue (=% consommation non couverte), en l'absence de stockage	27,6%	24,6%	59,3%	28,3%	23,6%	20,1%
Taux de couverture de la consommation (=taux d'injection dans le réseau)	72,4%	75,4%	40,7%	71,7%	76,4%	79,9%
Capacité de stockage nécessaire, en % de la consommation annuelle (nota 2)	8,0%	7,9%	27,6%	27,5%	7,2%	7,2%
Puissance maximum de stockage, en % de la puissance moyenne annuelle (nota 2)	257,9%	240,7%	469,7%	127,2%	242,4%	195,3%
Puissance maximum de déstockage, en % de la puissance moyenne annuelle (nota 2)	134,4%	116,3%	163,9%	131,9%	134,7%	105,6%
Capacité de stockage nécessaire pour lisser sur la journée, en % de la consommation annuelle (nota 2)		0,1%		0,3%		0,1%
Puissance max de stockage, en % de la puissance moyenne annuelle, pour lisser sur la journée (nota 2)		100,8%		373,5%		107,7%
Puissance max de déstockage, en % de la puissance moyenne annuelle, pour lisser sur la journée (nota 2)		82,1%		209,6%		70,0%
Avec une consommation annuelle de 400 Twh, soit des puissances consommées moyennes horaire et journalière de 45,7 Gw et 1097 Gwh.						
Capacité de stockage, en Twh (nota 2).	31,87	31,74	110,49	109,88	28,81	28,67
Puissance maximum de stockage, en Gw (nota 2)	117,8	109,9	214,5	58,1	110,7	89,2
Puissance maximum de déstockage, en Gw (nota 2).	61,4	53,1	74,9	60,2	61,5	48,2
Capacité de stockage nécessaire pour lisser sur la journée, en Twh (nota 2)		0,47		1,08		0,39
Puissance maximum de stockage, en Gw (nota 2), pour lisser sur la journée		46,0		170,6		49,2
Puissance maximum de déstockage, en Gw (nota 2), pour lisser sur la journée		37,5		95,7		31,9

Tableau 2

On constate que:

- Le scénario solaire seul est manifestement à exclure, et que le mix optimisé éolien+solaire n’apporte qu’une amélioration limitée au scénario éolien seul.
- Dans tous les cas, le pourcentage de production perdu en l’absence de stockage est considérable (au moins 20%). Ce pourcentage est aussi celui de la consommation restant alors à assurer par une source pilotable. Son complément à 100 % est le « taux d’injection » dans le réseau, en moyenne sur l’année. Il est aussi, en alternative au stockage, le pourcentage de la consommation à déplacer par du «pilotage de la demande ».
- Dans tous les cas la capacité de stockage nécessaire, qui est donc la capacité de stockage minimum qu’il faudrait pour couvrir la consommation uniquement avec de l’éolien et du solaire (autrement dit pour se passer totalement de sources pilotables), est extrêmement importante (au moins environ 30

Twh, ce qui correspond à environ 1 mois de consommation). C'est totalement hors de portée de tout ce que l'on pourrait faire hors disponibilité de la filière power to gas to power (cf. annexe 1).

- Dans tous les cas les puissances de stockage à mettre en œuvre pour sauver en totalité la production excédentaire peuvent être gigantesques: elles varient de 0 à au moins environ une centaine de Gw (on rappelle que la puissance installée du parc nucléaire français est d'environ 60 Gw). C'est aussi vrai pour la puissance de déstockage. A un degré moindre toutefois: les variations relatives de la consommation sont en effet beaucoup moins importantes que celles de la production.

- **Il n'y a rien à espérer de la mise en place d'un lissage parfait à l'échelle de la journée**, par stockage ou pilotage de la demande. L'influence sur la capacité du stockage restant à effectuer de l'existence d'un lissage parfait à l'échelle de la journée est en effet insignifiante¹⁴. L'influence sur la production perdue n'est pas significative, sauf évidemment pour le scénario solaire seul.

- **Il n'y a rien à espérer de réaliste de la mise en place d'un pilotage de la demande infra journalier permettant un lissage parfait**. Même dans le cas le plus favorable, celui du mix optimisé éolien+ solaire, 20,1 % de la consommation resteraient à déplacer de plus d'une journée, ce qui ne semble pas réaliste.

- En ce qui concerne le stockage qui serait nécessaire pour un lissage parfait à l'échelle de la journée :

a) Sa capacité devrait être au moins le tiers de la consommation journalière, soit 0,5 Twh pour une consommation de 1,5 Twh) Cela correspond approximativement au maximum de ce que l'on peut espérer faire sans devoir faire appel à la filière « power to gas to power » (cf. annexe 1).

b) Les puissances de stockage et déstockage nécessaires sont très importantes : plus de 30 Gw pour le déstockage et plus de 40 Gw pour le stockage, pour une consommation quotidienne d'environ 1 Twh. A titre indicatif, la puissance de déstockage des STEP est aujourd'hui de 5 Gw.

A-2-3 Les capacités de stockage nécessaires pour débloquer la situation, que seule, en l'état actuel des connaissances, serait susceptible de permettre la filière « power to gas to power » (production par électrolyse d'hydrogène, éventuellement transformation, par combinaison avec du CO₂, en méthane beaucoup plus facilement utilisable, puis utilisation de ce gaz de synthèse pour produire de l'électricité), ne seront certainement pas disponibles dans les deux décennies à venir, et ne le seront peut-être jamais.

▪ En fait, on en reviendrait simplement à une puissance installée pilotable constituée de centrales thermiques, ces dernières étant cette fois ci alimentées par du gaz de synthèse, dont la production est neutre en carbone.

▪ Comme le montre l'annexe 1, on arrive ainsi à un rendement qui est probablement au mieux de 25%. Du rendement théorique, qui est calculé dans l'hypothèse d'un fonctionnement en continu à la puissance correspondant au rendement optimum, il faut en effet déduire les conséquences de ce que l'on est manifestement très éloigné de cette hypothèse (cf fig.3 : les pics d'excédent seront probablement inutilisables), ainsi que les pertes en ligne dans le réseau. Sans compter que le stockage de l'hydrogène est très énergivore.

D'où, dans le cas le plus favorable (mix éolien+solaire optimisé), comme le montre l'annexe 1, une augmentation de 42% de la quantité d'électricité à produire, et donc des installations à mettre en place. A lui seul ce problème de rendement semble rédhitoire.

▪ La faisabilité industrielle n'est absolument pas acquise, et ne le sera peut-être jamais (annexe 1). Dans le cas d'une filière uniquement hydrogène, la quantité d'hydrogène à stocker pourrait bien être un point bloquant, du fait des caractéristiques très particulière de ce gaz.

¹⁴ Cela se voit évidemment aussi dans les courbes de l'annexe 3.

Dans le cas du passage par la méthanation, il reste, pour fournir les quantités de CO2 nécessaires, à trouver un processus dont le bilan carbone et le coût soient acceptables.

▪ Au demeurant strictement aucune date de disponibilité de cette filière n'est indiquée. En particulier RTE ne la prévoit pas pour 2050.

En effet, si cette filière est bien évoquée, et présentée comme « prometteuse », sa disponibilité n'est même pas citée dans la liste, établie par RTE en janvier 2021 (ref.21), des points durs qui devront avoir été résolus pour 2050. On ne peut qu'en déduire que RTE a parfaitement pris conscience que l'on ne pouvait absolument pas compter sur elle à cette échéance.

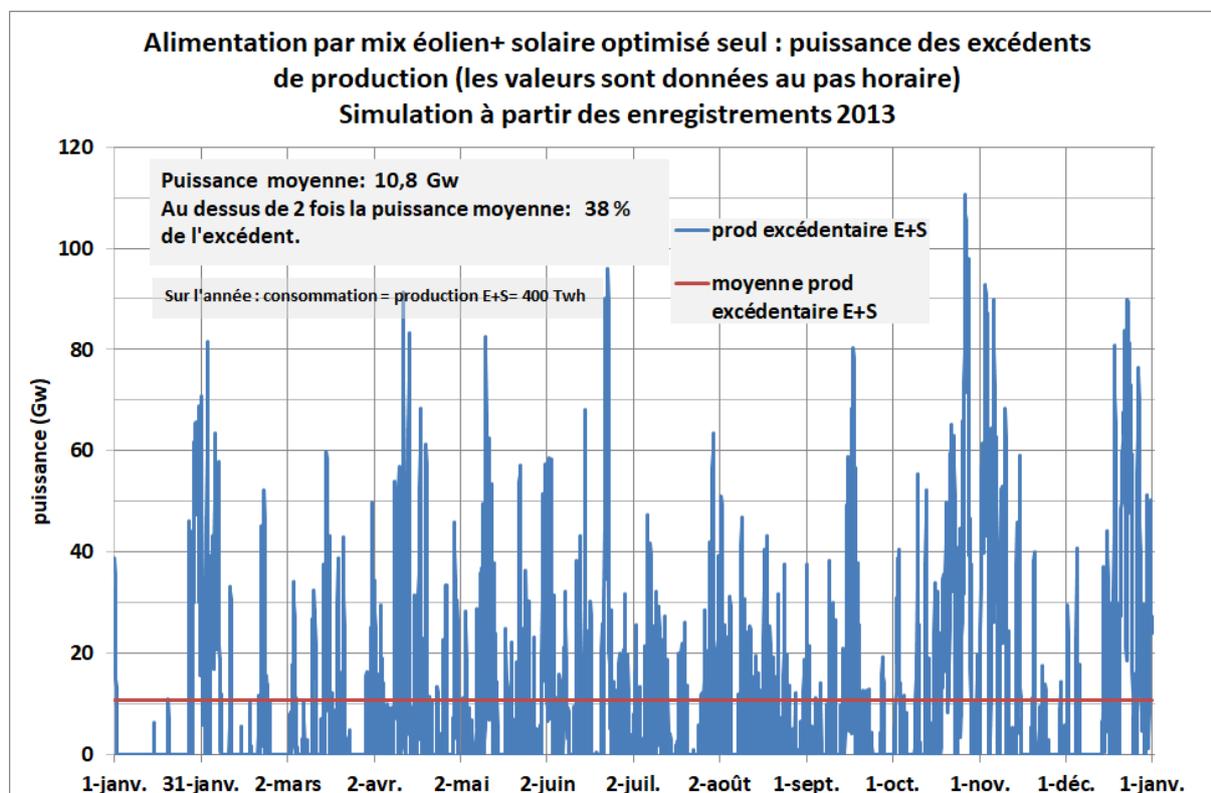


Figure 3

A-2-4 D'où 3 limitations majeures (et à vrai dire rédhitoires dans le cas de la France, puissamment équipée en centrales nucléaires): ils ne permettent pas de réduire la puissance installée pilotable, ils ne peuvent réduire l'appel au combustible fossile que dans la mesure où ils peuvent effectivement se substituer à la production de centrales thermiques à combustible fossile, et ils ne peuvent substituer à du fossile de l'électricité décarbonée que pour des utilisations compatibles avec l'intermittence et leur très forte variabilité de leurs excédents. Ceci est extrêmement limitatif, interdit probablement leur utilisation dans le cadre d'une éventuelle «filiale hydrogène», et l'interdit certainement pour décarboner le chauffage domestique.

a) Ils ne permettent pas de réduire la puissance installée pilotable.

Si l'on ferme des centrales nucléaires, il faut donc les remplacer par d'autres centrales pilotables d'au moins même puissance installée, qui ne peuvent en pratique qu'être des centrales thermiques à

combustible fossile¹⁵. C'est d'ailleurs très exactement ce qu'a fait l'Allemagne (ref.7). Cela ne peut évidemment que recarbone plus ou moins complètement une électricité totalement décarbonée.

En ce qui concerne la situation de la France, qu'il est difficile de considérer avec indulgence, on en est au stade où, pour faire croire que l'on peut remplacer des centrales nucléaires simplement par des éoliennes et des panneaux solaires¹⁶, on a commencé à fermer des réacteurs nucléaires sans, comme l'Allemagne, les remplacer par des centrales thermiques de même puissance installée. Ce qui met ainsi structurellement la France, sur un point aussi essentiel à l'indépendance nationale que l'approvisionnement en électricité¹⁷, sous la dépendance des pays voisins.

b) Ils ne peuvent réduire l'utilisation du combustible fossile que:

(1) Dans la mesure où, la puissance installée pilotable non carbonée ne pouvant assurer la totalité de la consommation, ils sont alors disponibles pour assurer tout ou partie du complément, le reste étant à couvrir par du fossile. Sinon, du fait de leur priorité d'injection, ils ne font que substituer leur production à une partie de la production potentielle des sources non carbonées.

(2) Dans la mesure où, la puissance installée pilotable non carbonée ne disposant pas, du fait de leur très importante variabilité, qui s'ajoute la plupart du temps à celle de la consommation, de la souplesse suffisante pour assurer en permanence l'équilibre consommation production, il doit être fait appel pour cela à du thermique fossile supplémentaire. En outre, comme la production totale ne peut dépasser la consommation, ce fossile supplémentaire évince de l'électricité décarbonée, diminuant encore ainsi le taux d'utilisation de la puissance installée pilotable décarbonée.

(3) Dans la mesure où les excédents de production, lorsqu'il y en a, sont utilisables pour remplacer du fossile par de l'électricité décarbonée.

c) C'est ainsi que :

- Il résulte de (1) + (2) que, en France, où il n'y a de toute façon que très peu de thermique à combustible fossile à remplacer du fait de l'importance du parc nucléaire, ce n'est même pas ce thermique résiduel que remplacent l'éolien et le solaire (cf. ci-après § A-2-7-2) : ce n'est pratiquement que du nucléaire. Ceci apparaît à l'évidence dans l'analyse des bilans RTE 2006-2019 effectuée en annexe 2. A la fin de cette période, la réduction du taux d'utilisation du parc nucléaire a pu être évaluée à environ 7%.

Au total, non seulement l'éolien et le solaire français amènent à sous-utiliser volontairement le parc nucléaire (ce qui est déjà en soi une démarche particulièrement étrange), mais ils ne diminuent pas significativement l'utilisation de combustible fossile, et, au total, ils augmentent les émissions de CO2. En effet les empreintes carbone des éoliennes et des panneaux photovoltaïques utilisées dans le calcul des bilans carbone globaux (réf. 32) sont toutes calculées dans l'hypothèse que, d'une part leur production potentielle est exploitée en totalité, et d'autre part qu'elle se substitue uniquement à du

¹⁵ Ce que l'on peut attendre des biocarburants est très limité: voir par exemple le rapport RTE-AIE en ref.21. Cela apparaît en outre très clairement dans le PPE 2019-2028 (ref.30)

¹⁶ La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 (ref.26), a décidé de ramener à 50 % la part maximum du nucléaire dans la production électrique française en 2025 (cette date ayant été depuis retardée à 2035). Cela revient approximativement à réduire de 1/3 la production nucléaire. Toutefois elle n'exige nullement la fermeture de réacteurs nucléaires. Il reste qu'une sortie partielle du nucléaire qui se limiterait à diminuer le taux d'utilisation du parc nucléaire, sans le réduire, serait difficilement compréhensible par l'opinion publique. De même que serait difficilement compréhensible, dans le contexte actuel, une politique consistant, comme l'Allemagne, à reconstituer la puissance pilotable nucléaire supprimée par la mise en service de nouvelles centrales thermiques. Il ne reste plus qu'à essayer de faire croire que l'on peut remplacer des centrales nucléaires par des éoliennes et des panneaux solaires, sachant que du point de vue quantitatif il n'y a strictement aucun problème : en 2019 l'éolien et le solaire ont délivré une puissance moyenne de 5,2 Gw, soit approximativement la production de 5 réacteurs nucléaires utilisés à 100%.

¹⁷ Indépendamment du fait qu'en cas de difficulté un pays donnera toujours la priorité à ses propres besoins, appuyer sur un bouton permet de paralyser des régions entières... A l'occasion des litiges entre la France et la Grande-Bretagne relatifs à la pêche, n'a-t-il pas été envisagé de couper l'électricité à Jersey ? (ref.29).

thermique à combustible fossile. Si elle se substitue à du nucléaire, il ne reste plus que l’empreinte associée à leur production et à leur démantèlement, qui est fortement carbonée.

- Il résulte de (3) que, pour exploiter le gisement de décarbonation qu’est le remplacement du fossile par de l’électricité décarbonée, on ne peut les utiliser que pour des emplois compatibles avec la variabilité de leurs excédents, laquelle est très importante aussi bien sur le très court terme que sur le long terme (fig.5 et fig.3). Ceci est extrêmement limitatif.

Or ce gisement de décarbonation est un gisement majeur. En effet, il est loin de ne comprendre que la mobilité, dont on parle beaucoup, mais où il y a incontestablement de sérieuses difficultés techniques: il y a aussi tous les usages domestiques, où les difficultés techniques sont bien moindres. Il y a aussi la filière hydrogène limitée à l’étape « power to gas », où le gaz de synthèse remplace directement du fossile, et dont le rendement théorique est tout à fait acceptable¹⁸.

En ce qui concerne une extension de l’emploi de l’électricité dans le chauffage domestique, ils ne peuvent rien apporter. L’hiver, le solaire produit très peu. Le vent souffle au total incontestablement beaucoup plus, mais très souvent pas au bon moment. En particulier, comme l’a montré le rapport Floccart-Pervès (cf. § A-2-1), il y a en général très peu de vent dans les périodes de grand froid, qui sont les seules périodes où l’on en aurait vraiment besoin. Tout ceci s’est remarquablement confirmé l’hiver 2020-2021, qui pourtant n’avait pas été spécialement rigoureux. La capacité de production de l’éolien français est d’ores et déjà considérable : 39,7 Twh en 2020, ce qui correspond à la production à pleine charge de 4,5 réacteurs de 1 Gw. Pourtant, cela n’a pu compenser la fermeture des 2 réacteurs de 0,9 Gw de Fessenheim.

En ce qui concerne l’hydrogène, à elle seule la figure 3 pourrait sonner le glas d’une «filière hydrogène» alimentée par de l’éolien raccordés au réseau¹⁹. Les problèmes posés par les électrolyseurs seront peut-être résolus, avec de plus un bilan économique acceptable, dans le cadre d’un fonctionnement stable, où ils seraient pour l’essentiel utilisés dans leur plage de rendement optimum (lequel pourrait être alors de 60 à 70 %). Le nucléaire aux heures creuses le permettrait, mais certainement pas une alimentation par des excédents d’éolien et de solaire.

A-2-5 De toute façon, un évident problème de calendrier: on a d’ores et déjà la certitude que, jusqu’en 2040 au moins, l’éolien et le solaire français n’auront pour ainsi dire fait que réduire le taux d’utilisation des centrales nucléaires, sans effet significatif sur la réduction du fossile.

▪ Les éléments d’information disponibles autorisent à penser qu’une centrale nucléaire peut fonctionner jusqu’à 60 ans au moins: ainsi aux USA toutes les centrales (une centaine environ) ont reçu l’autorisation rester en service au moins jusqu’à cette échéance. 60 ans, cela mène jusqu’à 2040 au moins pour les centrales du parc actuel (cela aurait mené jusqu’à 2039 pour Fessenheim, la plus ancienne d’entre elles). Il ne devrait donc pas y avoir de difficulté particulière à ce que le nucléaire fournisse encore en 2035, comme cela est officiellement prévu, et peut-être même bien au-delà (et en tous cas jusqu’en 2040) la moitié de la production électrique française, restant ainsi de très loin la source de production prépondérante.

La filière « power to gas to power », qui seule permettrait, par la disponibilité de capacité de stockage appropriées, d’éviter que l’éolien et le solaire soient en double avec le nucléaire, sera-t-elle en place en 2040? Indépendamment de la question de savoir si elle le sera un jour, la réponse est non,

¹⁸ La mise en place du « power to gas » a été lancée : cf. PPE 2019-2028 (ref.30 et 31). Aujourd’hui on n’en est qu’au stade expérimental, et les objectifs 2028 sont de ce fait très modestes (100 Mw de démonstrateurs, ce qui correspondrait, à supposer qu’ils soient utilisés à 100%, à une production annuelle de 0,7 Twh. Si cette filière débouche à grande échelle, ce que l’on ne peut que souhaiter, ce ne sera que beaucoup plus tard, et très probablement alimentée par du nucléaire aux heures creuses.

¹⁹ Si les éoliennes et les sources solaires sont dédiées à la production d’hydrogène, il n’est plus nécessaire qu’il y ait des excédents, mais il demeure la variabilité de la production, qui est extrêmement forte dans le cas de l’éolien (fig.6).

au seul vu du calendrier officiel: il est explicitement indiqué dans le PPE 2019-2028 (ref.31, p.106) qu'elle ne sera le sera pas en 2035, « parce que le besoin de mettre en œuvre le power-to-gas à grande échelle (ndrl : c'est-à-dire pour stocker l'électricité excédentaire produite par l'éolien et le solaire) n'apparaîtra vraisemblablement pas en France avant 2035 ». Il est effectivement très probable qu'à cette date il y aura encore très peu d'électricité excédentaire à stocker²⁰, mais cela ne change en rien au fait que le back-up de l'éolien et du solaire sera toujours pour l'essentiel assuré par le nucléaire, et que, un tiers de siècle après leurs débuts, ils n'auront toujours pas contribué à diminuer l'utilisation du fossile. On ne voit pas par quel miracle cette filière, dont on a vu que RTE considère que l'on ne peut pas compter sur elle en 2050, pourrait l'être en 2040.

On a donc d'ores et déjà l'absolue certitude que la deuxième génération d'éoliennes, en cours d'implantation, et qui arrivera en fin de vie vers 2040, aura été aussi totalement inutile que la première.

A-2-6 Et si la France n'était alimentée que par de l'éolien et du solaire? Ce qui précède permet d'évaluer ce que l'on pourrait en espérer au mieux: moins de 737 Twh/an, en exploitant en totalité un potentiel évalué à 1109 Twh/an par l'ADEME.

▪ Le gisement d'éolien et de solaire a été estimé à 1109,3 Twh/an (643,7 Twh d'éolien et 465,6 Twh de solaire) par l'étude ADEME 2015 (ref. 1 : §8,4, p.157). La simulation montre qu'avec un stockage de rendement 25 %, qui est probablement ce que l'on peut espérer de mieux (cf annexe 1), on en récupère que 737 Twh, le reste, soit 45 % de la production brute, étant perdu dans le stockage.

▪ Ces 802 Twh donnent une indication de la limite ultime (c'est-à-dire en supposant en résolu tous les problèmes techniques annexes) de ce que l'on pourrait tirer de l'éolien et du solaire français.

A-2-7 De cette non pilotabilité résulte en outre un problème technique: ils sont un facteur majeur de déstabilisation des réseaux électriques.

A-2-7-1 Non seulement, n'étant pas pilotables, ils ne peuvent contribuer à maintenir l'équilibre production-consommation indispensable à la stabilité du réseau, mais ils sont une source supplémentaire de déséquilibre, qui, leur variabilité étant très supérieure à celle de la consommation, devient rapidement le facteur principal de déstabilisation. Le problème de la stabilisation en fréquence est actuellement le plus critique.

▪ Comme on l'a vu, l'électricité doit être consommée quand elle est produite. Il se trouve de plus qu'à tout instant production et consommation doivent être à tout instant strictement équilibrées, sinon le courant n'est plus délivré dans les plages de fréquence et de tension imposées, et il doit être mis fin au fonctionnement normal du réseau. Avec comme conséquence, si cela se passe mal, la panne généralisée (black-out). Il revient donc aux centrales pilotables d'ajuster en permanence leur production pour maintenir cet équilibre. Mais leur souplesse d'emploi, variable selon leur nature, a des limites.

▪ Or un privilège a été attribué à l'éolien et au solaire: celui d'être (sauf exception ponctuelle dûment justifiée par des impératifs de stabilité du réseau), injecté en priorité sur ce dernier, qu'ils participent ou non à l'équilibrage production-consommation. En conséquence, non seulement ils ne peuvent contribuer au maintien de cet équilibre, mais ils sont une source supplémentaire de déséquilibre.

²⁰ Voir ci-dessous §B2, et en particulier les courbes de la fig.5. On n'en sera jamais en 2035 qu'à un taux d'injection avoisinant 30%. A ce taux le volume de la production excédentaire reste très faible.

Leurs fluctuations en valeur relative sont de plus très supérieures à celles de la consommation, ainsi que l'illustrent, respectivement pour l'éolien²¹ et le solaire, les figures 5 et 6: en fait elles deviennent rapidement **la** source majeure de déstabilisation²².

On notera que ces figures ne donnent qu'une image atténuée de la situation. Elles prennent en effet en compte les 2 facteurs de lissage que sont, comme on l'a vu, le fait que les données sont au pas horaire, et que l'on se place au niveau de la France considérée globalement. Pourtant c'est à tout instant, et non pas en moyenne sur une heure, que l'équilibre doit être réalisé. Et, en ce qui concerne l'équilibre au niveau de la France, il ne peut être réalisé que s'il est déjà très largement assuré localement. Si l'on se place au niveau local, les déséquilibres sont évidemment beaucoup plus prononcés, ainsi que le montre la fig.6 représentant sur 1 mois la production électrique d'un parc éolien de puissance installée 10 Mw²³.

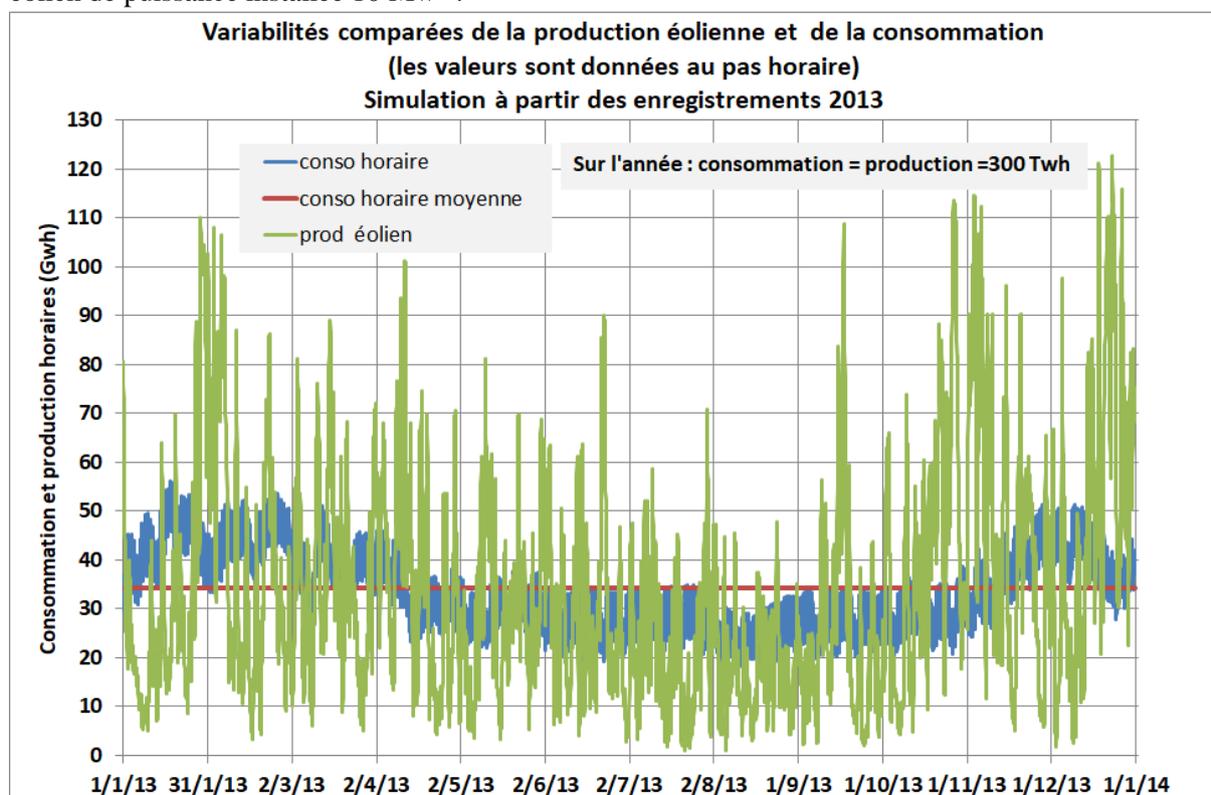


Fig.4

²¹ Les fluctuations de l'éolien sont en valeur relative environ 3 fois plus importantes que celles de la consommation (l'écart-type est 70 % de la moyenne pour l'éolien, et 23 % pour la consommation).

²² L'éolien a notamment à son actif la gigantesque panne qui a affecté l'Europe le 4 novembre 2006, qui jamais n'aurait eu cette importance sans le comportement erratique des éoliennes de l'Europe du Nord et de l'Espagne, où le vent soufflait alors fortement, ainsi que la panne d'électricité géante qui a affecté l'Angleterre le 9 août 2019 (voir par exemple l'article en ref.16). A noter l'omerta sur ce sujet: en France : la quasi-totalité des médias qui en ont parlé ont simplement fait état, en ce qui concerne son origine, de la « panne de 2 générateurs » (en l'occurrence un parc éolien marin et la centrale thermique en back-up).

²³ La variabilité de l'éolien résulte à la fois de celle de la vitesse du vent et de ce que la puissance délivrée varie comme le cube de la vitesse du vent. Il s'y rajoute, ce qui n'arrange rien, que lorsque le vent souffle en tempête (100 km/h, pour fixer les idées), l'éolienne se met en drapeau par mesure de sécurité.

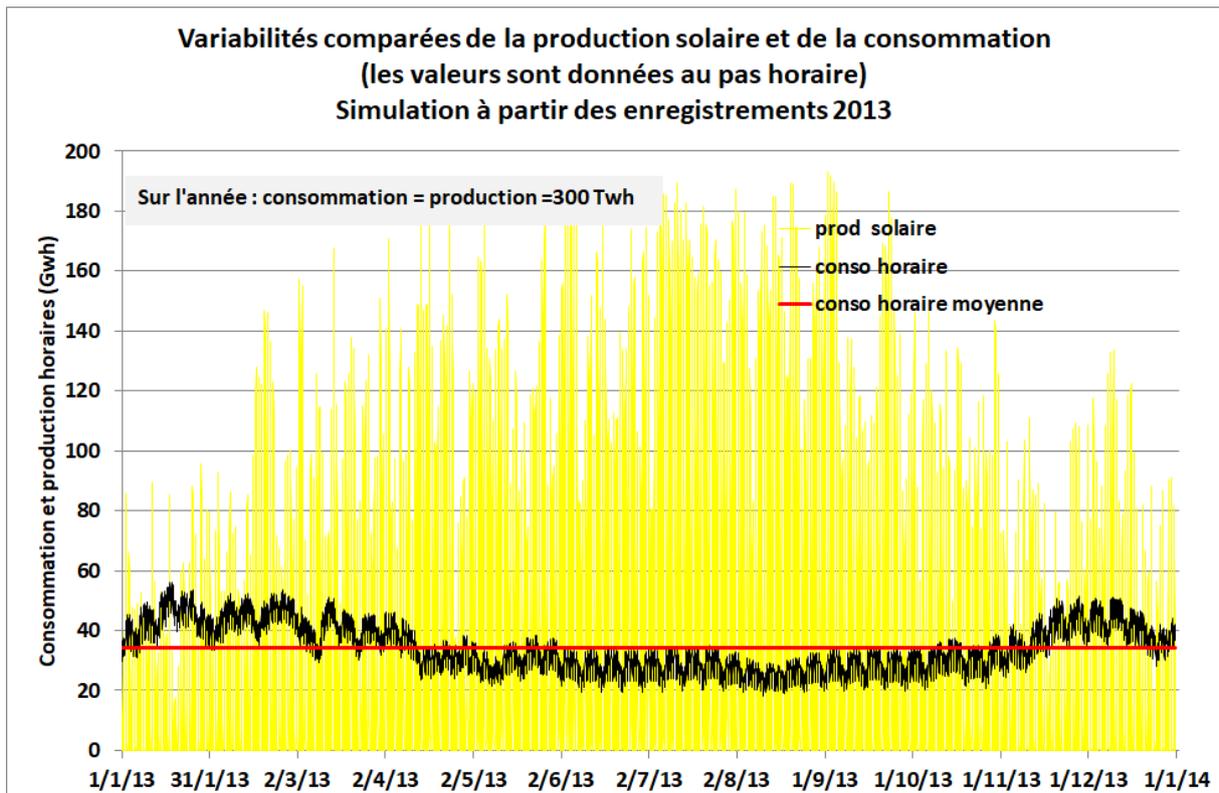
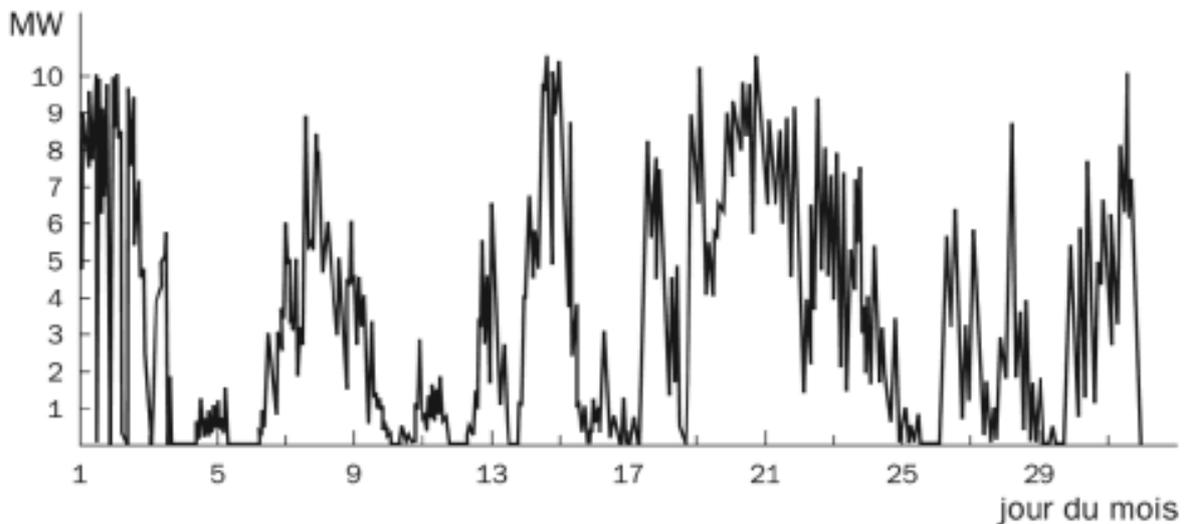


Fig.5



*15.12 - Fluctuations du vent au mois de janvier 1997
sur un parc anglais de puissance nominale 10 MW
La puissance était moyennée sur des périodes de 10 min.*

Fig.6

- La stabilisation en fréquence est le problème le plus critique. Elle est actuellement fixée par la vitesse de rotation des rotors des alternateurs des centrales pilotables²⁴, qui se synchronisent automatiquement

²⁴ Cf. par exemple réf. 23.

sur l'ensemble des réseaux interconnectés et synchronisés²⁵. Lorsque la consommation augmente, le couple opposé par le rotor d'un alternateur augmente, diminuant ainsi sa vitesse de rotation, et donc la fréquence du courant produit. Lorsqu'elle diminue, c'est l'inverse. L'ajustement se fait donc en injectant plus ou moins de puissance dans les alternateurs, ce qui résout à la fois le problème de la stabilisation en fréquence et celui de la stabilisation en tension, qui, moins critique, ne se trouve pas en première ligne, mais n'en existe pas moins. Ce système, particulièrement simple et robuste, est partout en place depuis 130 ans. En ce qui concerne les convertisseurs de puissance des éoliennes et des sources photovoltaïques, ils synchronisent leur production sur la fréquence et la phase du courant produit par les centrales pilotables.

Le problème est que ce mode de régulation, déjà risqué lorsque l'éolien et le solaire, à un instant donné, fournissent une part importante de la consommation, ne peut plus fonctionner du tout lorsqu'ils en fournissent la totalité, ce qui, sauf à les brider, se produit à peu près la moitié du temps lorsque leur production annuelle est égale à la consommation annuelle (par construction les excédents et déficits de production sont alors égaux), et survient fréquemment lorsqu'ils en représentent simplement la moitié (voir par exemple la figure 4, où il y a pourtant déjà eu un lissage au pas horaire).

Découpler le réglage en fréquence de la vitesse de rotation des rotors, comme cela se fait pour de petits réseaux, par l'emploi d'onduleurs pilotés de façon synchronisée résoudrait assurément le problème (une autre solution étant la distribution par du courant continu...). Mais il y aurait à synchroniser à la fois les onduleurs que l'on devra associer aux centrales pilotables classiques, dont il faudra donc avoir modifié l'interface avec le réseau, et ceux associés aux dizaines de milliers de sources non pilotables réparties un peu partout. Quelle serait la robustesse d'un tel système²⁶ ? Et puis, comment le mettre en place, sachant que ce mode de réglage ne peut coexister avec l'ancien ? Comment aussi le tester en vraie grandeur, ce qui est absolument indispensable, sachant que, par ailleurs, les réseaux en place ne sont pas des instruments de laboratoire disponibles pour des expérimentations, mais doivent continuer à alimenter en permanence les besoins d'un pays entier ? Et ce n'est pas seulement le réseau national qui est concerné, mais l'ensemble des réseaux européens interconnectés et synchronisés...

Sinon, il ne peut y avoir que des solutions partielles, plus ou moins inextricables. Ce problème de la stabilisation en fréquence est assez longuement développé dans le rapport RTE de janvier 2021 (ref.21), un certain nombre de solutions étant envisagées. Il est faible de dire que, malgré la conclusion très optimiste du rapport, il est très loin d'être résolu.

A-2-7-2 D'où la nécessité d'accroître la souplesse des sources pilotables, autrement dit la nécessité de faire appel à du thermique, qui est la source la plus souple. Avec comme conséquence que, lorsqu'il y a à la fois du thermique et une importante composante nucléaire, c'est principalement à du nucléaire, qui n'émet pas de CO₂, que l'éolien et le solaire se substituent. Le nucléaire réduit alors, jusqu'à l'annuler à peu près complètement dans le cas de la France, leur capacité à décarboner la production électrique.

En effet le thermique à combustible fossile n'est utilisé qu'en dernier ressort:

a) Lorsque les autres sources fortement pilotables (nucléaire, hydraulique de barrage) ne peuvent suffire. S'il y a du vent et du soleil à ce moment là, l'éolien et le solaire se substituent à du thermique, et réduisent effectivement les émissions de CO₂.

b) le reste du temps, pour des besoins de régulation, du fait de sa souplesse : il faut la plupart du temps un peu de thermique pour boucler l'équilibre (c'est ce dont il résulte que, sur le marché de l'électricité,

²⁵ C'est-à-dire, sauf cas particulier comme la Grande-Bretagne (les liaisons sont en courant continu), la quasi-totalité des pays européens.

²⁶ On lira, en ce qui concerne le problème de la stabilisation en fréquence l'excellente analyse de G. Sapy (ref.24).

c'est le prix du thermique qui détermine les prix). Accroissant ces besoins de régulation, l'éolien et le solaire accroissent le besoin d'y faire appel. Comme on ne peut produire plus d'électricité que l'on n'en consomme, lorsqu'il y a une importante production nucléaire, celle-ci doit être diminuée, et c'est en définitive, à l'issue d'un processus parfois complexe²⁷, essentiellement à du nucléaire, et non à du thermique, que l'éolien et le solaire se substituent.

Avec comme résultat la réduction par le nucléaire de la capacité de l'éolien et du solaire à décarboner la production d'électricité, voire de l'annuler à peu près totalement dans le cas de la France (cf annexe 2). Ce phénomène a aussi été mis en évidence dans le cas de l'Allemagne et de l'Espagne par J.M. Jancovici (ref. 6 et 7).

A-2-8 L'ubuesque utilisation de centrales nucléaires en « back-up » de l'éolien et du solaire, ce qui est le cas de la France.

Si l'on s'attache, comme le fait actuellement la France²⁸, à augmenter la flexibilité d'emploi du nucléaire, on diminue certes la nécessité de faire appel au thermique, ce qui est une excellente chose, mais l'éolien et le solaire continuent à se substituer à du nucléaire. A la limite, le thermique ayant été rendu totalement inutile, il n'y a plus que des centrales nucléaires en back-up de l'éolien et du solaire.

D'où une situation d'une rare absurdité:

- Non seulement les émissions de CO2 ne sont pas réduites, mais elles sont augmentées : il faut en effet considérer l'empreinte carbone d'un système de production électrique sur son cycle de vie (fabrication, exploitation, démantèlement). Il n'y a que dans la phase exploitation que cette empreinte peut être négative.

- le taux d'utilisation de l'investissement nucléaire s'en trouve diminué (diminution estimée à 7% environ fin 2019: cf annexe 2), ce qui est économiquement absurde,

- De plus, techniquement, l'ampleur des fluctuations qu'ont à compenser les réacteurs nucléaires, même avec un taux d'injection d'éolien et de solaire qui reste relativement faible (cf figure.2, ou les graphiques de l'annexe 3) les éloigne, beaucoup plus que les variations de la consommation, de leur utilisation optimum, qui est le fonctionnement en continu à pleine charge. Cela diminue leur rendement et peut perturber très fortement l'impérative planification d'ensemble de leur activité. Leur utilisation est en effet tributaire d'une contrainte majeure, à savoir que pour recharger le combustible il faut les arrêter, et que l'on regroupe à cette occasion le maximum d'interventions de maintenance.

A-3 L'éolien et le solaire induisent un autre problème technique: de très importantes contraintes sur les réseaux de transport. D'une part, outre leur fonction de distribution pour couvrir la consommation, ces derniers doivent dorénavant assurer une fonction de collecte de la production, auprès de dizaines de milliers de sources disséminées sur tout le territoire. D'autre part, la variabilité de la production éolienne et solaire étant très supérieure à celle de la consommation, tout doit être surdimensionné. De plus cette distribution doit être aussi étendue que possible, à la fois pour évacuer les surproductions locales et pour faire participer un maximum de sources pilotables à la compensation des déséquilibres locaux, afin de maintenir la stabilité du réseau.

Les variations relatives de l'éolien et du solaire étant, comme on vient de le voir (fig.4 et 5) beaucoup plus importantes que celles de la consommation, tout (aussi bien la fonction de collecte que la fonction de distribution) doit être beaucoup plus largement dimensionné qu'auparavant.

²⁷ Ainsi l'hydraulique de barrage participe aussi à la régulation de l'éolien et du solaire. Mais ce qui est utilisé pour cette régulation n'est plus disponible pour la régulation de la consommation, et c'est alors au thermique qu'il faut faire appel. Lorsque les STEP sont utilisées pour réguler l'éolien et le solaire, c'est au détriment de leur utilisation pour lisser la production nucléaire aux heures creuses. Etc...

²⁸ Les centrales nucléaires françaises ont une certaine capacité de régulation (capacité de « suivi de charge »). EDF a depuis un certain nombre d'années entrepris de l'augmenter (cf. par exemple réf. 22 et ref.8).

Il est en outre évident que, moins le réseau sera cloisonné, plus il sera possible d'évacuer des surproductions locales, ainsi que de faire participer un maximum de sources pilotables à la compensation de déséquilibres locaux.

Que le petit Danemark injecte sur son réseau plus de 50% d'éolien n'a été rendu possible que par l'interconnexion des réseaux nationaux européens, qui lui permet à la fois d'évacuer ses surproductions, et de faire participer à la stabilisation de son réseau les puissances installées pilotables des pays voisins. Il se trouve de plus que, par chance, la Norvège toute proche est largement équipée de barrages régulateurs. Sans cette interconnexion des réseaux nationaux, le taux d'injection de l'éolien et du solaire serait probablement de moins de 20% en ce qui concerne l'Allemagne²⁹ (et non d'environ 25%).

A-4 C'est uniquement à la nécessité de résoudre ces problèmes techniques annexes au fur et à mesure de la croissance de l'éolien et du solaire, de façon à pouvoir continuer utiliser la presque totalité de leur production, que correspondent les externalités de plus en plus considérables qui accompagnent cette croissance. Le problème de l'intermittence en tant que telle, qui ne pourrait être résolu, comme on l'a vu au §A-2-1, que par un stockage de très grande capacité, reste entier, et les limites qui en résultent inchangées.

▪ Ce que l'on vient de voir explique très bien que, après plus d'un quart de siècle de « transition énergétique » dans des pays comme l'Allemagne, il soit solidement établi que, si l'éolien et le solaire posent peu de problèmes tant qu'ils restent marginaux (on peut se contenter de les raccorder à ce qui existe, en rognant plus ou moins sur les marges de sécurité), il n'en est plus de même lorsqu'ils ne le sont plus. Dès que l'on approche 10% de la production, ils commencent à prendre une ampleur considérable et, assez rapidement, c'est en fait l'ensemble du système de production et de distribution d'électricité qu'il faut progressivement réorganiser autour d'eux, en y consacrant, ainsi que le montre l'exemple de l'Allemagne, une énergie et des coûts de plus en plus importants. Observons que, pour en arriver à aujourd'hui simplement environ 25%, elle avait déjà en 2014 consacré à la « transition énergétique », selon les estimations de J.M. Jancovici³⁰, 250 à 300 milliards d'euros, soit le coût de la reconstruction à neuf, c'est-à-dire avec des EPR, du parc nucléaire actuel.

De multiples dispositions (l'Allemagne l'a montré), permettent assurément de continuer un certain temps à utiliser la presque totalité de la production éolienne et solaire. On peut ainsi citer :

a) Evidemment, comme on l'a vu, le renforcement et la densification des réseaux de transport, à la fois au niveau national et au niveau international. Bien sûr, cela ne modifie en rien les limites de l'éolien et du solaire, mais cela peut permettre d'en masquer pendant quelques décennies supplémentaires l'existence, en les reportant au niveau de l'ensemble des réseaux interconnectés européens. Cela facilite en outre, dans le cas de la France, certes au prix de l'abandon de l'indépendance nationale, le remplacement par des centrales thermiques des pays limitrophes de la puissance pilotable des réacteurs nucléaires fermés³¹.

b) Le renforcement de la capacité de régulation des sources pilotables:

- Renforcement de la capacité de « suivi de charge » des réacteurs nucléaires français, de façon à leur permettre de continuer à assurer l'essentiel du « back-up » de l'éolien et du solaire français (cf § A-2-2-9).

- Implantation de centrales à gaz à cycles combinés, dont la souplesse d'utilisation est particulièrement adaptée à la fonction de « back-up » de l'éolien. C'est ce qui se fait un peu partout. Evidemment, en France, c'est politiquement indéfendable: si on y ferme des réacteurs nucléaires qui auraient pu rester en service 20 ans de plus en expliquant qu'ils peuvent être remplacés par des éoliennes, ce n'est pas pour y mettre en service des centrales thermiques. Mais cela peut être fait dans les pays limitrophes.

²⁹ Une indication de ce que serait le taux d'injection d'éolien et de solaire dans un pays à forte production éolienne+ solaire en l'absence d'interconnexion avec les pays limitrophes peut être obtenue en examinant la structure des exportations.

³⁰ Cf. ref.7 -« Vers quoi l'Allemagne transitionne-t-elle exactement ? »

³¹ Aussi bien le PPE 2019-2028 que le rapport RTE en réf. 19 (bilan 2019) et l'étude ADEME en ref.1 comptent explicitement sur les pays limitrophes pour garantir l'approvisionnement de la France.

c) L'utilisation de stockage, ou de pilotage de la demande.

Comme on l'a vu au § A-2-1, un stockage ou un pilotage de la demande permettant un lissage parfait sur un jour, qui correspondent approximativement à la limite de ce que l'on peut espérer faire, sont totalement incapables de résoudre les problèmes résultant de l'intermittence proprement dite (ils ne permettent de diminuer significativement ni la puissance installée pilotable, ni le taux de perte minimum d'un mix éolien+solaire). Mais ils peuvent contribuer efficacement à la stabilisation du réseau, ainsi qu'à des lissages à l'échelle de la journée, et à améliorer ainsi l'intérêt du solaire vis-à-vis de l'éolien.

En ce qui concerne les techniques de stockage utilisées, on trouve évidemment les STEP, ainsi que l'association locale de batteries aux panneaux solaires, de façon à permettre une certaine autoconsommation (c'est extrêmement coûteux, avec de plus un bilan écologique pas forcément très favorable, mais, à la limite, une autoconsommation totale permettrait d'implanter autant de photovoltaïque que l'on veut...). D'importants systèmes de batteries (puissance de l'ordre de la dizaine de Mw; capacités de l'ordre de la dizaine de Mwh) peuvent dans une certaine mesure assurer le réglage en fréquence sans faire appel à des centrales thermiques.

En ce qui concerne le « pilotage de la demande », il est absolument fondamental, pour éviter le « black-out », de multiplier les possibilités de délestage autoritaire. Cela peut être fait soit de façon totalement imposée (pour certaines utilisations domestiques, en particulier: le compteur Linky a été prévu pour cela), soit en concertation avec les consommateurs, et leur rémunération pour la dégradation du service rendu, grâce aux « marchés de capacités », qui peuvent leur permettre de vendre des capacités d'effacement.

d) Se débarrasser des surproductions en les brûlant sur des résistances.

C'est ce qui se produit quand le marché fait apparaître des prix négatifs : il est plus économique de payer pour se débarrasser des surproductions que d'arrêter puis de relancer des centrales. Cela se fait aujourd'hui en permanence en Allemagne et au Danemark.

e) Bridage, intelligent ou pas, des éoliennes.

En écrêtant les pics de production éolienne, on peut diminuer les contraintes de régulation au prix d'une perte limitée de la production. De façon générale, comme on l'a vu, la puissance pilotable installée devant rester supérieure à la puissance maximum consommée, il n'y a nul problème résultant de l'éolien ou du solaire qui ne puisse être résolu par leur bridage plus ou moins total. En ce qui concerne les producteurs éoliens, ils protestent d'autant moins que des dispositions leur permettent d'être dédommagés de l'électricité non produite³² sont prévues.

f) Faire marginalement participer les éoliennes à la stabilisation du réseau, en ne les exploitant pas au maximum de ce que permet le vent du moment.

Cela dégage une réserve de puissance qui peut marginalement participer à l'équilibrage du réseau, et en particulier à la stabilisation en fréquence (par exemple « inertie synthétique virtuelle » : réf. 21, § « La stabilité du système électrique malgré la réduction de l'inertie ». Là encore, cela passe par une sous-utilisation volontaire des installations.

B- La capacité de l'éolien et du solaire à décarboner la production électrique est fondamentalement limitée, à un niveau très inférieur à ce que permet le nucléaire.

B-1 Une donnée clé: le taux d'injection moyen sur l'année de l'éolien et du solaire dans un réseau donné, qui, lorsqu'il n'y a par ailleurs que du thermique à combustible fossile, est une estimation du taux de décarbonation de la production électrique (majorée, car assurer le back-up diminue le rendement). Il va de soi que ce taux n'a de sens qu'en considérant un réseau isolé.

³² Cf. fiche n°3 : Le statut de priorité à la fois européenne et française de l'éolien et du solaire ; les privilèges exorbitants qui en résultent.

La proportion X d'éolien et de solaire que l'on peut injecter dans un réseau est représentative de leur capacité à décarboner la production d'électricité. Cette capacité n'est évidemment pleinement exploitée que si, par ailleurs, ce réseau n'est alimenté que par des centrales thermiques à combustible fossile.

Il s'agit d'une estimation **majorée**, car il est certain que l'obligation d'avoir à compenser les fluctuations de l'éolien et du solaire, et non simplement celles de la consommation, diminue le rendement des centrales thermiques en back-up, et cela d'une façon qui semble pouvoir être très importante : cf. ref.5. Si l'on couplait à une centrale thermique le parc éolien dont la production est représentée en figure 4, il suffirait que le rendement de la centrale en soit diminué du facteur de forme du parc éolien, soit un peu plus de 20%, pour que le couple centrale thermique + éoliennes consomme autant de fossile que la centrale toute seule.

Bien sûr, ceci n'a aussi de sens, comme on vient de le voir avec les cas du Danemark et de l'Allemagne, que si ce taux d'injection X est évalué en considérant globalement un réseau **isolé**. Il n'a aussi d'intérêt véritable que si on le considère **en moyenne sur une année pleine**.

B-2 La limite ultime de ce taux d'injection de l'éolien et du solaire résulte de l'intermittence en tant que telle (lorsqu'il y trop d'électricité produite, elle est perdue, et lorsqu'il en n'a pas assez, des sources pilotables doivent assurer le complément). Elle dépend du taux de perte que l'on peut raisonnablement admettre. Très faible tant que le taux d'injection reste inférieur à 40%, le taux de perte croît ensuite de plus en plus rapidement. A 60%, il se situe autour de 10%, ce que l'on peut déjà estimer inacceptable, à 70% autour de 20%, ce qui l'est à coup sûr.

C'est ce qui ressort du graphique de la fig.7, qui fournit la relation entre le taux d'injection et le taux de perte³³, en l'absence de stockage et de pilotage de la demande, pour les scénarios éolien seul, solaire seul (qui peut manifestement être écarté), et mix éolien+solaire optimisé.

Un lissage parfait à l'échelle de la journée, qui, comme on l'a vu, correspond approximativement au maximum de ce que l'on peut espérer faire par du stockage ou du pilotage de la demande, ne serait pas susceptible de modifier significativement les courbes correspondant à l'éolien et au mix optimisé. Le tableau 2 montre en effet que la diminution du taux de perte qui en résulte est très limitée pour l'éolien, qu'elle est évidemment nettement plus importante pour le solaire, mais que l'influence sur le mix éolien+solaire reste limitée.

³³La simulation permet de faire varier le rapport entre la production annuelle de mix éolien+ solaire considéré et la consommation annuelle. Pour chaque valeur de ce rapport on trouve la production complémentaire à assurer par les sources pilotables (d'où le « taux d'injection » du mix, qui est le rapport production mix/production totale), et la production excédentaire, qui est perdue (d'où le « taux de perte »).

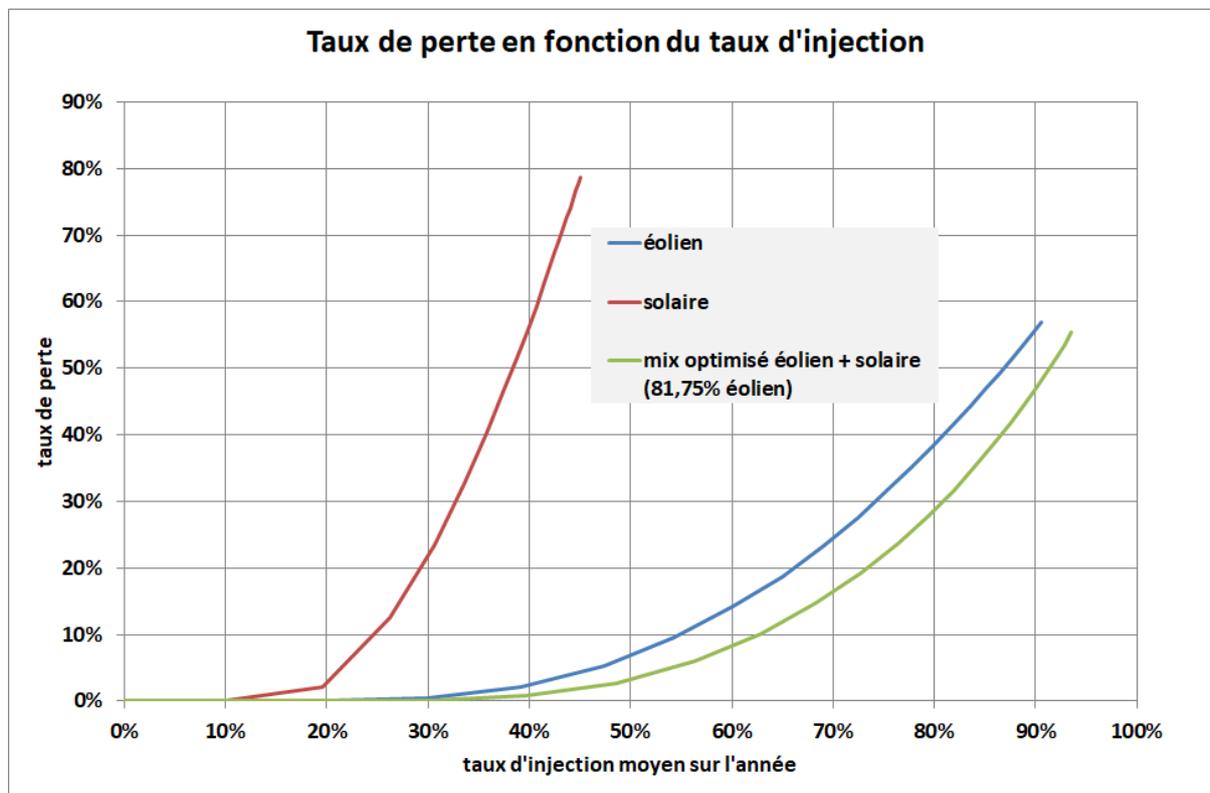


Fig.7

B-3 On note que, du seul fait de cette limite incontournable, on restera loin du taux de près de 100 % que permet sans problème le nucléaire, et l'on ne pourra jamais remplacer du nucléaire décarboné à 100 % que par un mix thermique+ éolien+ solaire probablement au mieux décarboné à 55-65%.

B-4 De plus les limites réelles resteront probablement nettement en deçà, du fait des problèmes techniques (le considérable surdimensionnement des réseaux de transport qui serait nécessaire, le problème de la stabilisation en fréquence...).

- Le taux de perte a été calculé en supposant qu'aucune limitation ne vient du réseau de transport, en se plaçant à l'échelle de la France. Pour une éolienne située à Lille, il est indifférent qu'elle alimente Roubaix ou Bayonne, et il est indifférent que son back-up soit assuré par une centrale implantée à Tourcoing, ou par une centrale implantée à Nice. Théoriquement, cela n'a rien d'impossible, mais, la variabilité de la production éolienne étant de plus environ 3 fois supérieure à celle de la consommation (cf. §A-2-7) cela nécessiterait un surdimensionnement du réseau probablement tout à fait déraisonnable.

- Les problèmes de la stabilisation du réseau, et en particulier de la stabilisation en fréquence, n'ont absolument pas été pris en compte.

On considère en effet comme acquis que, pour que la consommation soit effectivement couverte, il suffit que la production totale soit supérieure à la consommation, que cette production résulte ou pas de sources pilotables. Ce qui est irréaliste.

Comme on l'a vu (§ A-2-7-1), les grands réseaux étant aujourd'hui alimentés en courant alternatif, c'est le problème de la stabilisation en fréquence qui est le plus critique. Evident depuis le tout début de l'éolien et du solaire, c'est-à-dire depuis plus d'un quart de siècle, ce problème n'est toujours pas résolu (cf. ref.21), et à toutes les apparences d'un problème insoluble, ne serait-ce que du

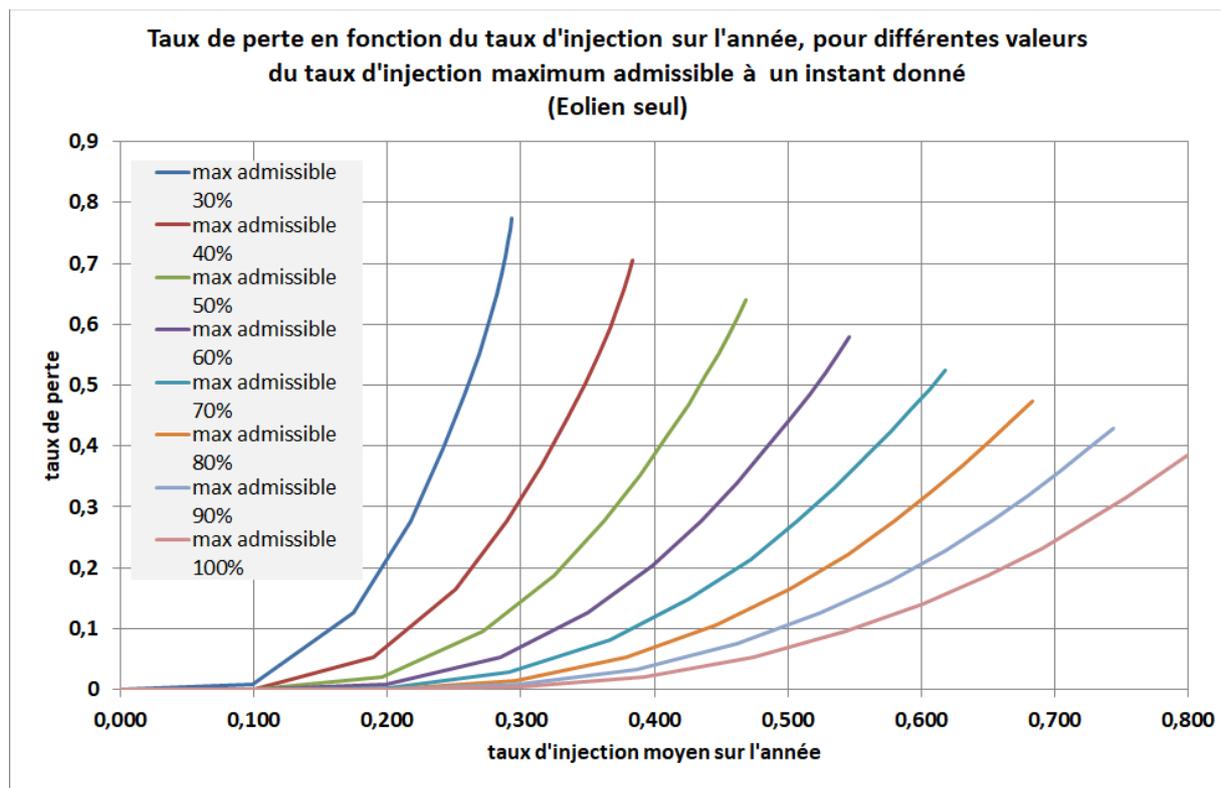
fait des énormes problèmes système qui résulteraient des solutions qui permettraient de le résoudre réellement (découplage du réglage en fréquence de la vitesse de rotation des rotors; passage en courant continu,...)

On peut donc penser que l'on restera tributaire, pour le réglage de la fréquence, de la vitesse de rotation des rotors des centrales pilotables, d'où des limites aux taux d'injection instantanés de l'éolien et du solaire, limites au demeurant extrêmement complexes à calculer pour un réseau donné. Elles dépendent en effet de multiples facteurs, et en particulier des facteurs locaux, de l'inertie des rotors des centrales pilotables connectées, etc...

Le graphique de la fig. 8 fait apparaître le taux de perte qui résulterait, dans le cas de l'éolien, d'une limitation pouvant, pour simplifier, être représentée par une limitation moyenne du taux d'injection instantané. Le calcul ayant été effectué à partir de données lissées sur une heure, le résultat ne peut qu'être assez grossièrement optimiste. Pour un taux d'injection instantané pouvant aller jusqu'à 100%, on retrouve la courbe « éolien seul » de la fig.7. On constate que, pour un taux d'injection instantané maximum de 80%, qui serait déjà tout à fait remarquable, le taux de perte est déjà de plus de 15% pour un taux moyen d'injection de 50%.

On constate aussi que, pour un taux d'injection instantané maximum de 40%, ce qui semble très nettement supérieur à ce que l'on sait faire aujourd'hui sans avoir pris de disposition particulière, les problèmes apparaissent très rapidement (le problème de la stabilisation en fréquence est apparu dès le début de l'éolien³⁴).

- Aurait-on totalement réorganisé le système de production électrique, par exemple en doublant ou en triplant la capacité des réseaux de transport, et en ayant bouleversé le mode de régulation en fréquence, on n'en buterait pas moins, vers 55-65% sur les limites résultant de l'intermittence proprement dite.



³⁴ Ainsi les éoliennes de Miquelon, qui à pleine puissance auraient pu fournir 30% de l'électricité de l'île, ont dû être bridées à 16%...

C-La « transition énergétique », pour ce qui concerne l'électricité: une gigantesque arnaque s'appuyant, depuis un quart de siècle, sur une très efficace stratégie d'enfumage?

C-1 La politique actuelle ne repose pratiquement que sur des contre-vérités, dont certaines sont si grossières que rien n'aurait été possible sans une remarquable stratégie d'enfumage.

▪ Implanter le plus possible d'éolien et de solaire, tel est ce à quoi se résume pratiquement le volet « électricité » de la « transition énergétique»³⁵, depuis son lancement par l'UE en 2001, suite au protocole de Kyoto de 1997, dont l'objectif affiché était la politique lancée par l'Allemagne au début des années 1990: décarboner totalement sans nucléaire la production électrique.

En effet, dans les directives européennes concernées, les objectifs n'y sont pas exprimés en termes de réduction des émissions de CO₂, comme cela aurait dû être, mais en termes de développement de la production issue « d'énergies renouvelables ». Ces objectifs se retrouvent donc être pratiquement des objectifs d'éolien et de solaire, seules sources renouvelables dotées du potentiel de développement nécessaire.

C'est ainsi que, en France et dans d'autres pays de l'UE, grâce à ce double tour de passe-passe, a été conféré à l'implantation d'éoliennes et de panneaux photovoltaïques le statut juridique de priorité à la fois européenne et nationale. De ce statut ont résulté les privilèges exorbitants qui leur ont été conférés, et dont est mécaniquement résulté leur impressionnant développement. Depuis 2001, la politique de l'Union Européenne et de la France consiste donc pratiquement à implanter le plus rapidement possible un maximum d'éolien et de solaire, en faisant croire que l'on parviendra ainsi progressivement à décarboner presque totalement l'électricité sans faire appel au nucléaire.

En ce qui concerne la France, elle a décidé d'accélérer cette politique, du fait de la nécessité qu'il y aurait à avoir, en 2035 au plus tard, remplacé par de l'éolien et du solaire au moins le tiers de la production nucléaire française, ce qui leur dégage un boulevard pour une quinzaine d'années supplémentaires.

On vient de voir que tout cela ne repose pratiquement que sur des dissimulations et des contre-vérités, dont la plupart sont pour les spécialistes le secret de Polichinelle, et qui, pour certaines, sont si grossières³⁶ (est à ce titre emblématique le fameux « effet de foisonnement », utilisé depuis plus d'une décennie pour écarter d'un revers de la main l'objection que l'on ne peut remplacer des centrales pilotables par des éoliennes), que rien n'aurait été possible sans une stratégie d'enfumage d'une remarquable efficacité, organisée en synergie avec la mise en place du «marché de l'électricité», et où Commission Européenne, gouvernement, organisations professionnelles défendant les « énergies renouvelables » et les médias de masse ont jusqu'à présent marché la main dans la main.

▪ Comme on l'a vu au §B, cette stratégie d'enfumage est considérablement facilitée par la nature même des difficultés rencontrées: tant que l'on demeure en dessous d'un taux d'injection de 30%, les résoudre (ou les masquer en les diluant pendant un temps dans l'ensemble des réseaux interconnectés européens) demande certes d'avoir, à grand frais et en y consacrant une énergie considérable, très largement réorganisé le système de production et de distribution de l'électricité autour de l'éolien et du solaire, mais n'est pas inaccessible. En ce qui concerne la France, ce qui est prévu à l'issue du PPE 2019-2028 ne nous mènera même pas au niveau actuel de l'Allemagne, et ce qui est prévu en 2035 nous laissera en dessous de 30%. Il ne fait pas de doute que c'est réalisable.

³⁵ Cf. fiche n°3 : Le statut de priorité à la fois européenne et française de l'éolien et du solaire ; les privilèges exorbitants qui en résultent.

³⁶ Est à ce titre emblématique le fameux « effet de foisonnement », utilisé depuis plus d'une décennie pour écarter d'un revers de la main l'objection que l'on ne peut remplacer des centrales pilotables par des éoliennes : voir ci-dessus, § A-2-1-1. Et cela sans que l'énormité de l'imposture, pourtant mise en évidence dès 2012 par le rapport Floccart-Pervès, n'ait jamais été dénoncée dans de grands médias.

Ce n'est qu'à partir de 40%, voire de 50% que l'on butera, du fait tout d'abord de problèmes comme la stabilisation en fréquence et la nécessité de surdimensionner les réseaux, puis du fait de l'intermittence, sur des difficultés qui se traduiront par des taux de perte manifestement inacceptables des productions éolienne et solaire.

En tout état de cause, placer ne serait-ce que 30% d'éolien et de solaire en France, et a fortiori sur l'ensemble des réseaux interconnectés européens, leur offre dans les décennies qui viennent, ainsi qu'à tout ce qui devra les accompagner, des perspectives de développement tout à fait considérables. Au stade où l'on en est, ce ne sont plus seulement les constructeurs d'éoliennes et les promoteurs éoliens, avec leurs très puissants syndicats professionnels, qui assurent le lobbying de la « transition énergétique ». Ce sont aussi les constructeurs de réseaux électriques, les constructeurs de centrales à gaz (peut-être pas pour les implanter en France, mais dans les pays limitrophes), les fabricants de batteries, les concepteurs de systèmes de stockage, de « smart grids », etc... Il ne devrait pas en outre y avoir de problèmes de financement. N'est-il pas affirmé et réaffirmé par la présidente de la Commission Européenne que le développement des énergies renouvelables ne doit pas être freiné par la COVID 19?

C-2 Le rôle clé, dans cette stratégie, de l'ADEME et de RTE.

L'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie) et RTE (Réseau de transport d'électricité) y occupent en effet une position centrale. En particulier RTE est l'organisme responsable, dans le cadre défini par le gouvernement, du bon fonctionnement d'ensemble du système électrique français. C'est lui qui détient « l'aspect système » du système de production et de distribution électrique français. Très logiquement, ces deux organismes sont les détenteurs officiels de l'expertise technique, ce pour quoi, de par leurs fonctions, ils disposent assurément des compétences et informations nécessaires.

Ayant valeur de référence, et étant de plus effectivement souvent citées par le gouvernement, les informations qu'ils délivrent et les conclusions de leurs études sont partout reprises: par la presse, l'enseignement, les services de l'état, les organisations professionnelles concernées, etc... Elles sont en outre la référence de fait pour qui n'a pas d'idée particulière sur la question, c'est-à-dire pour presque tout le monde.

C-3 Masquage du fait que l'éolien et le solaire français remplacent essentiellement du nucléaire, et non du thermique à combustible fossile.

Ont été dans ce sens (cf. annexe 2), les conclusions d'une étude ADEME de 2017 et d'une note RTE de 2020, avec des explications au demeurant totalement différentes : dans la première, c'était essentiellement du thermique à combustible fossile français qui était remplacé (ce qui n'était plus défendable fin 2019, l'éolien et le solaire ayant dépassé le thermique à combustible fossile sans que ce dernier ait significativement diminué depuis 2006), dans la seconde, essentiellement du thermique à combustible fossile étranger, ce qui est tout aussi faux, mais beaucoup moins directement vérifiable. Quant à la sous-utilisation, devenue évidente, du parc nucléaire, elle y est attribuée, sans la moindre justification sérieuse, à l'augmentation des indisponibilités résultant de son vieillissement.

C-4 Etudes de l'ADEME et de RTE concluant à la faisabilité de scénarios 100% renouvelables (autrement dit sans nucléaire) à l'horizon 2050 (de plus pour pas plus cher...).

C-4-1 Les études concernées

Des études concluant à la faisabilité de scénarios « 100% renouvelables » à un horizon raisonnablement lointain sont essentielles pour faire croire que l'éolien et le solaire peuvent permettre d'aboutir, sans nucléaire, et même, pendant que l'on y est, pour pas plus cher, à une électricité tout aussi décarbonée.

La première, l'étude ADEME de 2015 (réf. 1), a joué un rôle décisif, puisque c'est sur elle que s'est appuyée la loi de 2015 (réf. 26) pour réduire à 50% au maximum la part du nucléaire dans la production électrique française, à une date aujourd'hui fixée en 2035. Depuis 2015 cette faisabilité est considérée comme acquise. En 2018 une nouvelle étude de l'ADEME (ref.9), dans le cadre cette fois-ci de la préparation du PPE 2019-2028 (ref.30 et 31), qui est de fait un PPE de sortie du nucléaire, a conclu qu'il s'agissait en outre du scénario le plus économique, avec comme conclusion logique qu'il ne fallait surtout pas lancer d'autre EPR après Flamanville.

La faisabilité est aussi considérée comme acquise dans le rapport RTE-AIE de janvier 2021 (« Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050 » : ref.21), sous la seule réserve que l'on ait consacré les efforts nécessaires pour résoudre les points durs qui y sont identifiés. Elle est aussi considérée comme acquise dans l'étude RTE « relative à l'avenir du système électrique français en 2050 » lancée en mars dernier, et dont le rapport a été remis en octobre dernier (ref.27). Assez ouverte sur l'avenir après 2035 du nucléaire restant, ce qui est de nature à focaliser les discussions sans engager à grand-chose, elle a dès le début exclu l'essentiel, c'est-à-dire toute possibilité de débat sur la poursuite, d'ici là, du développement massif de l'éolien et du solaire nécessaire pour être au rendez-vous de 2035, où environ un tiers du nucléaire actuel devra avoir été remplacé par une électricité tout aussi décarbonée.

C4-2 Une étude clé est l'étude ADEME de 2015, depuis laquelle cette faisabilité est considérée comme acquise. Elle s'est effectivement heurtée aux limites fondamentales résultant de l'intermittence et du mauvais rendement du stockage par gaz de synthèse, mais cela a été masqué. En fait, dans ce scénario, la France est structurellement tributaire des pays voisins pour 12,5% d'une consommation pourtant réduite de plus de 15% par rapport à la consommation actuelle. En ce qui concerne les estimations de coût, elles sont en pratique invérifiables, et ne sont de toute façon absolument pas crédibles.

C4-2-1 Analyse technique.

Dans le scénario 100% renouvelable de référence, la consommation (ref.1, p.10) est de 422 Twh (soit $422 \times 1,06 = 447$ Twh³⁷ avant déduction des pertes en ligne, pour que l'on puisse comparer consommation et productions), et la production éolien + solaire 385,2 TWh (éolien 303,1 Twh ; solaire 82,1 Twh). La production totale est 482 Twh (p.156). Le solde exportation-importation étant nul (p.106), la différence est à imputer aux surplus non valorisés (14 Twh : p.156), à l'utilisation d'une partie de la production pour le stockage, et aux pertes en ligne. Sur les 482 Twh, 385,2 sont fournis par l'éolien (303,1) et le solaire (82,1), soit 79% de mix éolien+solaire.

On observe que :

1) Exactement comme la simulation développée par l'auteur, elle suppose, du moins autant que l'on puisse en juger, totalement résolus les problèmes techniques annexes (contraintes sur les réseaux de transport et déstabilisation des réseaux électriques): il ne reste plus que les limites résultant de l'intermittence proprement dite (qui elles-mêmes, comme on l'a vu aux § A-1 et B-1, ont été calculées sur des bases optimistes : analyse au pas horaire, pas de limitation du fait des réseaux de transport, pas de diminution du rendement des centrales pilotables en back-up, pourtant utilisées dans des plages de fonctionnement très éloignées de leur utilisation normale).

2) Le taux d'injection moyen sur l'année (79 %) se trouve en plein dans la zone où interviennent fortement les limites théoriques définies par le graphique de la figure 5. Divers artifices ont été utilisés pour en masquer les conséquences.

³⁷ Du moins c'est ce que l'on peut penser : il n'est pas précisé (ou du moins pas précisé clairement) que les pertes en ligne ont été déduites. Cela paraît toutefois logique compte tenu de l'objet de l'étude.

Tout particulièrement, consommation et production n'ont pu être équilibrées au pas horaire qu'au prix de « l'exportation » d'une surproduction de 56 Twh de mix éolien+solaire³⁸ (soit 14,5 % de leur production), « compensée » globalement sur l'année par 56 Twh d'importations (§5.3 .p.106, « Une indépendance sans autarcie »).

En clair la France est donc tributaire des pays limitrophes pour $56/447 = 12,5\%$ de sa consommation. Certes, cela aurait pu être évité par du stockage par gaz de synthèse³⁹, mais, du fait du mauvais rendement de l'opération (pourtant pris à la valeur très optimiste de 33%), l'appel au gaz de synthèse a été limité à 19,7 Twh⁴⁰. Pour pouvoir consommer 56 Twh sans avoir à compter sur qui que ce soit, il aurait fallu produire 168 Twh d'éolien et de solaire de plus, ce qui, à l'évidence, n'aurait pas été présentable. En outre les volumes et la durée des déplacements de consommation qui auraient été nécessaires pour équilibrer à tout moment production et consommation sans passage par du stockage excluaient évidemment une solution par du « pilotage de la demande ».

Si on prend en outre en compte 14 Twh de «surplus non valorisés », la surproduction non sauvegardée par stockage, et qui donc aurait dû être considérée comme perdue, a été de $56+14 = 70$ Twh, soit $70/385,2 = 18,2\%$ de la production... On notera que c'est assez comparable aux 20,1 % du scénario mix éolien+ solaire optimisé de la simulation développée par l'auteur, avec un lissage sur la journée (tableau 2).

3) Le scénario de l'ADEME fait un large appel au stockage par STEP et au pilotage de la demande infra-journaliers. Ce que l'on vient de voir vérifie bien que, si cela augmente considérablement l'intérêt relatif du solaire par rapport à l'éolien⁴¹, cela ne peut diminuer significativement le besoin en stockage de très grande capacité. Bien que très insuffisant pour éviter de faire appel à des sources pilotables étrangères, le stockage assuré par du gaz de synthèse reste de plusieurs dizaines de Twh (fig.39, p.47).

4) Ainsi que l'indique l'ADEME, ce scénario « 100% renouvelable » implique une réduction de la consommation par rapport à sa valeur actuelle (422 Twh, au lieu d'environ 500 Twh actuellement). Cela résulte, comme on le verra au § C-4-4, de ce que, en l'absence de nucléaire, on ne peut disposer par ailleurs de suffisamment de puissance pilotable pour couvrir la consommation.

5) Comme on l'a vu, cette dernière n'a pu être couverte qu'au prix de 56 Twh d'importations. La démarche consistant à justifier cet artifice par le fait que l'on reste globalement dans le « 100% renouvelable », les «importations» issues de combustibles fossiles étant compensées par le combustible fossile économisé grâce aux « exportations » françaises de « renouvelables » appelle les remarques suivantes :

- S'agissant d'une étude réputée structurer l'avenir de la France dans le domaine de l'électricité, cette démarche est préoccupante : elle abandonne le principe même de l'indépendance nationale dans un domaine aussi essentiel que la production d'électricité⁴². Certes, il peut y avoir une « indépendance sans autarcie », pour reprendre le titre du § 5.3 de l'étude ADEME, mais il ne peut y avoir indépendance sans capacité de vivre en autarcie autant que nécessaire!

³⁸ Le rapport ne le précise pas (il dit simplement que les exportations sont constituées à 100% de renouvelable...). Il est toutefois évident que des excédents ne peuvent provenir que des sources non pilotables, autrement dit de l'éolien et du solaire.

³⁹ Ce stockage assure, dans l'étude ADEME, le stockage dit « inter saisonnier ».

⁴⁰ Ce chiffre se déduit de rendement adopté pour cette filière de stockage (33%) et du montant des pertes (40 Twh) : cf. p.122.

⁴¹ Ce qui explique peut-être que la proportion de solaire est un peu plus élevée dans la simulation de l'ADEME que dans la simulation de l'auteur (21% contre 18%).

⁴² A l'occasion des litiges entre la France et la Grande-Bretagne relatifs à la pêche, n'a-t-il pas été envisagé de couper l'électricité à Jersey ? (ref.29).

- De plus, du point de vue de la réduction des émissions de CO₂, cela ne pourrait avoir de sens que si, globalement, il y avait un « effet de foisonnement » au niveau européen. Or on a vu au §A-2-1 que ce n'était pas du tout le cas, ainsi que l'a montré le rapport Floccard-Pervès (réf. 2).

Si l'on se place au niveau européen, il faut considérer que, d'ici 2050, tous les autres pays auront enfin appliqué, pour sauver la planète, la politique de l'UE de développement massif de l'éolien et du solaire lancée un demi-siècle auparavant. Du coup lorsqu'il aura trop de vent en France, il y en aura aussi trop dans les pays limitrophes. A moins évidemment qu'il reste encore des mauvais élèves... Mais il est tout de même étrange de prendre comme principe, en 2015, qu'il en restera encore en 2050, et que la France doit d'ores et déjà prévoir de compenser leur déficience.

C4-2-2 Les estimations financières ne sont absolument pas crédibles : la contre-estimation de J.M.Jancovici.

▪ En ce qui concerne les évaluations de coût fournies par les études de l'ADEME en ref.1 et 9, elles sont à peu près invérifiables.

Plutôt que de passer des nuits entières à tenter de les critiquer autrement que de façon globale, il est plus simple de se référer à l'étude concurrente de J.M. Jancovici (« 100% renouvelable pour pas plus cher, fastoche? » : réf. 10), qui compare aussi deux solutions équivalentes du point de vue de la décarbonation: d'une part le remplacement à 100% du nucléaire actuel par du nouveau nucléaire, et d'autre part son remplacement à 100% par du solaire et de l'éolien . Le nucléaire nouveau pris en compte est en outre le même dans les deux cas: c'est l'EPR. Dans les deux cas, on suppose résolus les problèmes techniques posés spécifiquement par l'éolien et le solaire. Mais cette étude, à l'exact opposé de celles de l'ADEME:

- Décrit de façon claire et précise ce qu'il faudrait faire pour que, à partir de l'électricité intermittente délivrée par l'éolien et le solaire en des milliers de points éparpillés un peu partout, le consommateur, en bout de chaîne, puisse disposer de kwh garantis⁴³. De la sorte le lecteur dispose réellement des éléments lui permettant d'apprécier le réalisme du scénario présenté, ainsi que l'exactitude des coûts calculés.

- Se place explicitement dans l'hypothèse du maintien de l'indépendance de la France (ce que permet à coup sûr la solution où il y a le nucléaire, qui est pilotable).

- Se place explicitement dans l'hypothèse qu'il n'y pas dégradation du service rendu : pas de « pilotage de la demande » (ce que permet à coup sûr aussi la solution où il y a le nucléaire).

- Veille à faire des estimations de coût sérieuses, en particulier en calculant des coûts moyens sur des durées suffisantes (par exemple il faut prendre en compte que, sur la durée de vie d'un EPR, une éolienne aura dû être remplacée au moins 2 à 3 fois).

Dans tous les cas de figure envisagés, même les plus défavorables au nucléaire, on constate que ce dernier, malgré l'importance de l'investissement initial, est imbattable économiquement (seul l'hydraulique peut rivaliser), parce qu'il est pilotable et centralisé. Le prix de revient du kwh garanti est au moins 6 fois supérieur dans le cas du 100% renouvelable.

▪ Est-ce en outre réellement surprenant, au vu du bilan économique d'un quart de siècle de « transition énergétique » en Allemagne et de l'importante augmentation du coût de l'électricité d'ores et déjà observée en France, alors même que l'on n'en est qu'à 10% d'éolien et de solaire?

C4-3 Le rapport RTE-AIE de janvier 2021, qui liste les points durs restant à résoudre et auxquels il suffirait donc de consacrer les efforts nécessaires (réf.21), élude totalement un point clé dont on a vu qu'il était apparemment insoluble: la nécessité de disposer d'un stockage de très grande capacité et de rendement acceptable.

▪ Il était évident depuis le début de l'éolien et du solaire (c'est-à-dire aujourd'hui depuis plus d'un quart de siècle), que la disponibilité de très importantes capacités de stockage était **le** point clé. Sans ce stockage, leur intérêt ne peut que rester limité. Comme on l'a vu, on ne peut remplacer des centrales

⁴³ Sans surprise, un examen un peu approfondi constate que l'étude de l'ADEME de 2017 (réf. 9) compare des coûts de kwh en sortie de la source de production, et non des coûts de kwh garantis. C'est probablement plus ou moins la même chose pour l'étude ADEME de 2015.

pilotables par des panneaux solaires et des éoliennes, on ne peut compter sur eux pour étendre significativement l'utilisation de l'électricité à la place de combustibles fossiles, et, lorsqu'il y a une forte composante nucléaire, ils ne font que se substituer à du nucléaire... La date de sa disponibilité effective est donc la date clé.

Les capacités de stockage nécessaires sont parfaitement connues (plusieurs dizaines de Twh, comme le montre aussi bien le § A-2-2 que l'étude ADEME en ref.1). Il y a apparemment consensus sur le fait que seule pourraient le permettre la filière « power to gas to power ». Constatons que, non seulement il n'y a toujours pas d'indication de date de mise en place effective de cette filière, mais que, de plus, ce qu'il faudrait faire pour qu'elle soit disponible avec un rendement acceptable ne figure même pas dans la liste des points durs. On ne trouve dans ce rapport que des généralités qui auraient pu être écrites ils y a un quart de siècle.

- Une bonne partie de l'opinion publique restant malgré tout consciente que, sans stockage, l'utilité de l'éolien et du solaire ne peut que rester limitée, et RTE sachant parfaitement que le stockage ne permettra pas de déplacer significativement ces limites, le problème est reporté sur la nécessité d'adapter la consommation au vent et à l'ensoleillement. Mais ceci sans aucune estimation chiffrée à la fois de l'ampleur et de la durée des déplacements de consommation qui seraient nécessaires. Cela serait pourtant indispensable pour en évaluer les conséquences sur les activités humaines, le coût éventuel, et estimer si c'est simplement réaliste. Or on a vu, au § A-2-2, qu'un lissage sur un jour parfait, ce qui serait probablement au-delà de ce qui est accessible par du stockage et du pilotage de la demande, laisserait à déplacer de plus d'une journée environ 20% de la consommation annuelle. On peut s'autoriser de penser que ce n'est pas réaliste.

- Il est abondamment parlé dans ce rapport du problème de réglage en fréquence, problème parfaitement identifié par les spécialistes depuis le tout début de l'éolien, mais qu'il était devenu strictement impossible de passer sous silence. La conclusion est que c'est possible, moyennant un certain nombre d'études complémentaires, complétées par des validations à une échelle suffisante, le rapport ne témoignant d'aucune inquiétude particulière en ce qui concerne le résultat final. Il est faible de dire que cet optimisme ne correspond pas à la réalité (cf. § A-2-7-1 et B4).

C4-4 Parmi les artifices utilisés dans les scénarios 2050 pour masquer l'impasse où mène le développement massif de l'éolien et du solaire en l'absence de stockage de grande capacité: l'appel (discret) à des sources de production étrangères, et le masquage de l'ubuesque situation qu'est leur double emploi avec le nucléaire, lorsqu'il y en a.

En l'absence de stockage de très grande capacité, il faudra toujours en effet en permanence des sources pilotables en back-up de l'éolien et du solaire pour assurer la couverture de la consommation et la stabilité du réseau. Sans nucléaire ou sans thermique fossile on restera toujours complètement bloqué.

La disponibilité en quantité suffisante de combustible décarboné ou neutre en carbone pourrait résoudre tous les problèmes. Mettre en place en back-up de l'éolien et du solaire de très importantes puissances installées thermiques est tout à fait possible. Mais le taux d'injection de l'éolien et du solaire est limité : cf § B, et en particulier les courbes de la fig.7, pourtant établies en supposant résolus tous les problèmes techniques. On se retrouve donc bloqué par la quantité de combustible décarboné qui serait nécessaire pour fournir les Twh manquants.

Et si le back-up est assuré par du nucléaire, on se retrouve dans l'ubuesque situation actuelle de double emploi.

Ainsi, dans les « mix » 2050 du rapport RTE d'octobre 2021 (réf.27), comme dans l'étude ADEME 2015, on est toujours structurellement dépendants des pays voisins, et éoliennes et panneaux solaires font toujours double emploi avec le parc nucléaire.

Dans les scénarios « 100% renouvelable », tels que celui de l'étude ADEME 2015, ces sources pilotables, compte tenu de l'obligation de ne pas faire appel à du combustible fossile, ne peuvent qu'être l'hydraulique et des centrales thermiques alimentées par l'incinération des déchets, du biogaz, ou du gaz de synthèse produit par électrolyse. Mais, sans ce gaz de synthèse, sur lequel on ne peut pas compter, on est très limité par la possibilité de les alimenter. C'est ainsi que, subrepticement, le scénario ADEME 2015 mettait structurellement la France sous la dépendance des pays voisins, pour 12,5 % de sa consommation. Le point fondamental étant l'abandon de l'indépendance de la France, il était évidemment parfaitement anecdotique que ces importations, au vu d'estimations de RTE, soient partiellement constituées d'éolien et de solaire décarbonés⁴⁴.

On retrouve le même abandon structurel de l'indépendance de la France dans tous les scénarios du rapport RTE d'octobre 2021: il y est en effet indiqué que l'on doit pouvoir compter sur une réserve de puissance étrangère de 39 GW⁴⁵. Autrement dit, il manque à la France 39 GW de puissance installée pilotable (soit les 2/3 de la puissance installée du parc nucléaire actuel). Là encore, il est anecdotique de savoir si cette réserve de puissance étrangère de 39 GW sera fournie par des sources décarbonées ou pas⁴⁶.

Et, comme cela ne suffit toujours pas, surtout dans les scénarios où il y a très peu ou pas du tout de nucléaire, il faut des « réserves de flexibilité de la demande » pouvant aller jusqu'à 17 Gw, soit approximativement le tiers de la consommation moyenne actuelle⁴⁷... Autrement dit, ce n'est pas uniquement l'ensemble du système électrique qu'il faut repenser pour imposer l'éolien et le solaire : c'est, l'organisation d'ensemble des activités humaines...

Dans les scénarios comportant du nucléaire, l'augmentation de capacité de production et de puissance installée pilotable à la fois nationales et décarbonées qui en résulte vient à point nommé pour permettre d'augmenter la consommation sans trop faire appel au « pilotage de la demande ». Mais si le nucléaire est important, faute de stockage de très grande capacité, le double emploi est inévitable, même s'il l'on a mis en place une puissance installée thermique importante utilisant du thermique décarboné : il n'y en aura pas suffisamment (cf. § A-2-4 et A-2-7-2).

C4-5. Et si, pour apprécier l'intérêt réel de l'éolien dans réduction de l'appel au fossile, on étudiait enfin des scénarios où ils n'ont plus priorité d'injection sur le réseau, mais n'y sont injectées que dans la mesure où les autres sources décarbonées ne suffisent pas ?

Ce serait d'une extrême simplicité : il suffirait de modifier le logiciel de simulation...

D Et si l'on sortait de l'éolien^{48?}

D-1 Aucune incidence sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité n'est à redouter, puisque, en l'absence à horizon visible de stockage de très grande capacité, on ne peut de toutes façons compter sur eux (§ A-2-1): lorsqu'il y a des difficultés, comme c'est actuellement le cas en France, elles proviennent de l'insuffisance de la puissance installée pilotable (et nullement de celle de la puissance installée éolienne⁴⁹ !).

⁴⁴ Mais c'était essentiel pour pouvoir afficher que la consommation française était à 100% décarbonée...

⁴⁵ Dans la synthèse RTE, seule aisément accessible, n'est indiquée que ce qui manque en puissance (Gw), et non ce qui manque en capacité (Twh).

⁴⁶ Toutefois, à moins que « l'effet de foisonnement » au niveau de l'Europe occidentale se soit en 2050 considérablement accru depuis 2011 (cf. le rapport Floccard-Pervès : § A-2-1-1), on peut penser que cette réserve de puissance sera essentiellement constituée de centrales à gaz ou à charbon des pays voisins.

⁴⁷ Soit 56 Gw (correspond approximativement à une consommation annuelle de 500 Twh, et journalière de 1,4 Twh).

⁴⁸ Le solaire, en France, est encore marginal.

⁴⁹ Le président de la CRE n'a-t-il pas pourtant affirmé, le 14 décembre dernier, que, « si on avait suivi la feuille de route des énergies renouvelables telle qu'elle était prévue il y a deux ans, on n'aurait pas de crise. Je pense qu'on n'aurait pas de crise si on avait 3 GW de plus » ?

Dans tous les pays du monde, même si (ce qui est fréquent), plusieurs grands réseaux coexistent, il y a toujours une forte organisation nationale, tant est à la fois fondamentale⁵⁰ et exigeante la nécessité de garantir à tout moment sur le territoire national l'équilibre consommation-production indispensable à la disponibilité d'une électricité délivrée dans d'étroites plages de fréquence et de tension. Partout la puissance pilotable installée est très largement surdimensionnée, de façon à pouvoir faire face à la fois aux pics de consommation exceptionnels et aux pannes. Ce surdimensionnement porte évidemment sur le thermique à combustible fossile, qui ne nécessite que de faibles investissements, et dont un faible taux d'utilisation est parfaitement acceptable.

Tel était le cas de la France jusqu'à une période récente. Les difficultés actuelles s'expliquent très simplement par la fermeture⁵¹, entre 2013 et 2017 (ref.36), de 6,8 Gw de puissance installée de centrales thermiques certes potentiellement polluantes, mais qui polluaient très peu puisque, n'étant utilisées qu'en tout dernier ressort, elles étaient très peu utilisées, fermeture à laquelle s'est ajoutée celle des 2 réacteurs de 900 Mw de Fessenheim. Le résultat est que la France dépend aujourd'hui structurellement des pays limitrophes.

D2- Techniquement, absolument tout s'en retrouve simplifié: lorsque l'éolien et le solaire ne produisent pas, on en revient simplement à la situation où il n'y a pas de sources de production non pilotables significatives.

Plus de problème de saturation des réseaux de transport, de déstabilisation du réseau, d'obligation pour les centrales pilotables en back-up de fonctionner dans un mode très éloigné de leur mode de fonctionnement optimum, etc...

D3- Economiquement, on ne peut évidemment qu'y gagner.

Les coûteuses externalités indispensables à l'utilisation effective de l'éolien et du solaire n'ont plus de raison d'être. En ce qui concerne les prix de revient en sortie des sources de production, ils ont certes tendance à baisser, mais ils sont toujours supérieurs à celui des sources pilotables classiques.

D4 – Et « l'Europe de l'électricité » ? Vers un retour au simple bon sens...

▪ On ne soulignera jamais assez que, partout dans le monde, la production et le transport d'électricité relèvent uniquement de systèmes nationaux, avant tout conçus et pilotés pour assurer en permanence, sur l'ensemble du territoire d'un pays donné, l'équilibre consommation-production. L'électricité étant aujourd'hui indispensable à la vie de tous les instants, c'est absolument fondamental. On ne peut parvenir à un tel résultat, dont l'obtention nécessite la mise en œuvre de processus complexes, qu'à l'issue de démarches explicitement centrées sur cet objectif, et qui ne peuvent qu'être des démarches avant tout nationales. Ceci est développé plus en détail dans la fiche n°3, plus précisément au §4 consacré au « marché » de l'électricité mis en place par l'UE, et qui exclut le principe même de l'existence de démarches nationales. Le dogme, parfaitement surréaliste, est que, grâce à ce seul marché, non seulement le prix à la consommation de l'électricité diminuera, mais, de plus, les investissements seront dorénavant orientés vers les moyens et les systèmes optimaux pour l'avenir.

Evidemment, au niveau d'un pays donné, cela ne signifie pas l'autarcie, mais la possibilité à tout moment de vivre en autarcie aussi longtemps que nécessaire, ce qui implique que la puissance installée pilotable doit rester supérieure à la puissance consommée maximum.

⁵⁰ Une totale disponibilité de l'électricité étant aujourd'hui indispensable à presque toutes les activités humaines, et, en conséquence, pouvoir garantir à tout moment sans devoir faire appel à qui que ce soit la couverture de la consommation est, pour une nation, un gage essentiel d'indépendance. Y compris d'indépendance politique (lors des récents litiges avec la Grande-Bretagne relatifs aux zones de pêche, n'a-t-il pas été envisagé de couper l'électricité à Jersey (réf. 29) ?

⁵¹ Etait-ce pour faire des économies à très courte vue, en faisant l'impasse sur l'indépendance nationale, ou pour des raisons politiques (il s'agissait de centrales à charbon) ?

Cela circonscrit bien l'intérêt des liaisons transfrontières : s'aider en cas de problème et, en situation normale, exploiter le fait qu'il peut parfois être économiquement plus intéressant de faire appel à des sources pilotables d'un pays voisin. On notera que l'équilibre consommation-production doit alors être réalisé au niveau de l'ensemble des réseaux interconnecté (sinon, c'est la panne généralisée...). Comme il n'y a pas de gestionnaire de l'ensemble des réseaux interconnectés, cela n'est possible que parce que chaque pays est responsable du maintien de cet équilibre à son niveau, et qu'il est effectivement en mesure d'assumer cette responsabilité: on retrouve l'exigence de réserves nationales de puissance installée pilotable.

▪ Avec la conjonction de la « transition énergétique », qui a fait de l'injection sur le réseau d'un maximum d'éolien et de solaire une fin en soi, et de la mise en place d'un « marché de l'électricité » qui a fait de la concurrence dans le cadre d'un marché des sources de production (hors éolien et solaire) une autre fin en soi, il n'en est plus du tout de même. Les liaisons transfrontières ont cette fois-ci comme objectifs⁵² :

- de permettre au maximum la mise en concurrence par le marché des sources pilotables des différents pays. Ce marché posant comme principe qu'il n'y a pas frontières nationales, on voit immédiatement l'incompatibilité avec le maintien au niveau national de l'indispensable réserve de puissance installée pilotable. Si l'on surdimensionne la puissance installée thermique, on se retrouve avec des centrales qui ne peuvent qu'être très peu utilisées. Encore faut-il tout de même que, lorsque l'on a besoin de thermique, on y fasse effectivement appel, et non pas qu'on les mette en concurrence avec des centrales étrangères.

- de permettre une pénétration maximum des « énergies renouvelables », autrement dit de l'éolien et du solaire, à qui a été conféré la priorité d'injection sur le réseau. Cette fois-ci les « exportations » et « importations » ne résultent en aucune façon de contrats librement consentis entre l'importateur et l'exportateur, mais des caprices du vent et de l'ensoleillement. Quand par exemple l'Allemagne injecte en un point donné de l'éolien ou du solaire, les lois de Kirchoff étant ce qu'elles sont, il se répand sur l'ensemble des réseaux nationaux en fonction de la capacité des lignes et de leur encombrement, jusqu'à ce qu'il ait été consommé, ou dissipé par les pertes en ligne.

L'exportation est indispensable à l'exportateur : sans cela l'excédent de production est perdu. En ce qui concerne l'importateur, c'est dans tous les cas un facteur de déstabilisation de son réseau : c'est ainsi que la Pologne, excédée, a installé à sa frontière avec l'Allemagne, en 2015, des transformateurs déphaseurs lui permettant de maîtriser les flux en provenance de son voisin⁵³. Si cela tombe à un moment où il est fait largement appel au thermique à combustible fossile, ou à un moment où cela permet de différer l'utilisation de l'eau stockée dans des barrages, cela peut tout de même être une bonne affaire. Si, comme c'est le cas en France, cela diminue le taux d'utilisation des centrales nucléaires, cela ne réduit pas les émissions de CO₂, et c'est une très mauvaise affaire. Surtout lorsque de plus, du fait du très astucieux système du « complément de garantie », le consommateur français (qui ne le soupçonne même pas) paye cet éolien étranger excédentaire à un prix qui peut aller jusqu'à celui du thermique, déchargeant ainsi le pays exportateur d'une partie de la subvention (cf. fiche n°3, §4-4-1).

▪ Prendre la distance nécessaire avec la « transition énergétique » et le « marché » tels qu'ils sont actuellement définis relève du simple bon sens. Cela peut imposer de maîtriser les échanges transfrontaliers, ce qui est techniquement parfaitement possible.

L'Allemagne a parfaitement le droit de se choisir sa politique énergétique. Elle a parfaitement le droit de sortir du nucléaire. Il en résulte, et il en résultera toujours dans les décennies qui viennent,

⁵² Voir les rapports annuels de RTE, qui se félicite de son degré de tenue de ces objectifs

⁵³. Voir à ce sujet l'étude de « Sauvons le climat » en ref.37. Depuis 2015, il est de fait que les exportations nettes vers la Pologne ont fortement diminué.

en l'absence à horizon visible du stockage de très grande capacité qui seul pourrait débloquer l'affaire, une électricité construite sur une forte proportion d'éolien et de solaire (peut-être jusqu'à 50%), le reste étant fourni pour l'essentiel par thermique fossile pilotable (où le gaz, beaucoup moins polluant et deux fois moins émetteur de CO₂, aura sans doute remplacé une partie du charbon). Mais c'est à elle, et à elle seule, d'en assumer les conséquences : un système de production électrique fragile, d'une complexité inextricable, un réseau de transport très fortement surdimensionné, un inévitable « pilotage de la demande » (autrement dit des restrictions à la consommation en fonction de la météo) et, en définitive, une électricité hors de prix. Et tout cela pour une décarbonation qui restera très partielle. Libre à elle de s'unir, s'ils le veulent bien, à ceux des pays voisins qui ont retenu la même politique (ce qui n'est manifestement pas le cas au moins de la Hongrie et de la Pologne).

Mais qu'est ce que la France a à voir dans cette affaire? Elle aussi à le droit de se choisir sa politique propre, dont il est aujourd'hui de plus en plus probable qu'elle restera axée sur le nucléaire jusqu'en 2040 au moins (la seule alternative étant de rebasculer sur le thermique), et d'en retirer pleinement les bénéfices : l'indépendance, et une électricité abondante et particulièrement bon marché. Qui plus est avec une production presque totalement décarbonée et, qui, très centralisée, a un très faible impact sur l'environnement.

Actuellement, elle est totalement prisonnière, par cette conjonction de la « transition énergétique » et du « marché de l'électricité », d'un système conçu pour le modèle allemand, et qui met les pays limitrophes au service de ce modèle. Avec comme résultat un prix de l'électricité qui se rapproche des prix allemands, un écrasement croissant du taux d'utilisation et de la rentabilité d'un nucléaire qui est de plus utilisé dans un mode de fonctionnement très éloigné de l'optimum⁵⁴, et une large ouverture au thermique étranger. Vu l'importance des objectifs actuels de développement de l'éolien et du solaire, qui va investir dans un nucléaire confiné à un rôle de back-up, fonction dans laquelle il sera toujours moins compétitif que le thermique fossile ?

⁵⁴ Suprême raffinement : l'obligation faite à EDF de vendre à prix coûtant une partie de son nucléaire, dont le prix de revient est très compétitif, afin que ses concurrents puissent aussi profiter de cette hausse de prix (cf. fiche n°3, §4-3-3)

Annexe 1 : Stockage de l'électricité.

En fait, l'électricité n'est pas stockable en tant que telle: parler de « stockage » de l'électricité, c'est uniquement une commodité de langage. On peut stocker l'eau d'un barrage. On ne peut stocker le courant d'une rivière... Tout que l'on peut faire, c'est transformer l'électricité en une source potentielle d'énergie (mécanique ou chimique), à partir de laquelle, par un dispositif pilotable, de l'électricité est produite à la demande. En définitive, il n'y a pas une infinité de pistes à explorer, et c'est ce qui explique que, conceptuellement, il n'y a pas aujourd'hui de solution simplement envisagée dont le principe ne soit connu depuis longtemps.

Très concrètement, en dehors de la production d'électricité à partir de combustible de synthèse produit par électrolyse, qui permet des capacités de stockage en principe infinies, il semble qu'il n'y ait toujours rien, même au fond des cartons, qui puisse aller au-delà de ce que permettent les barrages réversibles (STEP). Le problème est que, les lois de la mécanique étant ce qu'elles sont, cela nécessite rapidement des ouvrages tout à fait considérables. Ainsi, pour stocker 1 kwh (ce qui ne permet jamais que le fonctionnement d'un sèche-linge pendant ¼ d'heure, ou d'un frigidaire pendant une journée...), il faut remonter de 100 m près de 4 tonnes d'eau.

1- L'analyse effectuée au §A a fait apparaître 3 besoins de stockage bien différents. Seul le stockage de niveau supérieur (capacité de plusieurs dizaines de Twh), permettrait réellement de s'affranchir des limitations fondamentales de l'éolien et du solaire, celles qui résultent de l'intermittence du vent et du soleil.

▪ Rappelons que l'équilibre production-consommation ne peut être réalisé que par 3 moyens:

a) l'utilisation de sources pilotables en back-up. C'est la seule solution disponible en l'absence d'un stockage de très forte capacité, ou d'un « pilotage de la demande » déplaçant de très grandes quantités d'électricité sur de longues durées : la puissance minimum garantie par l'éolien et le solaire étant insignifiante la puissance installée de ces sources pilotables doit rester supérieure à la puissance consommée maximum. D'où des limitations majeures, et même réhibitoires dans le cas de la France, où le back-up est essentiellement assuré par des centrales nucléaires, ce qui annule le potentiel de décarbonation de l'éolien et du solaire.

b) du stockage lorsqu'il y a des excédents de production, suivi de déstockage dans la situation inverse.

c) en alternative au stockage, l'adaptation de la consommation à la production (« pilotage de la demande »).

▪ 3 niveaux de besoin de capacités de stockage, classés par ordre croissant, sont apparus.

Qui peut le plus peut le moins : si on dispose du stockage c), on n'a plus besoin des autres. En outre les stockages a) et b) ne sont que des stockages d'ajustement: ils supposent que l'équilibre consommation-production ait été pour l'essentiel déjà réalisé, soit en faisant appel à des sources pilotables, soit en faisant appel à du stockage de niveau supérieur (quand il y a un excédent de production), ou à du déstockage (dans le cas inverse). Ces niveaux sont :

a) Un stockage d'aide à la stabilisation du réseau, pour affiner le réglage de la stabilisation en tension, et surtout en fréquence.

Plutôt que de faire appel à des centrales thermiques lorsque les autres sources pilotables ne le permettent pas, il est en effet possible d'utiliser de volumineux systèmes de batterie (ordres de grandeur respectivement des capacités et des puissances pouvant être délivrées: la dizaine de Mwh et la dizaine de Mw). Le lissage à très court terme ainsi effectué permet aussi de lisser les pics ponctuels de surproduction.

Pour le moment, cela n'en est encore qu'au stade expérimental⁵⁵.

⁵⁵ Relève typiquement de cette catégorie la mise en place par RTE d'un site expérimental à Ventavon (réf. 34).

b) Un stockage « infra journalier », pour lisser à l'échelle de la journée, la consommation, le solaire, et parfois l'éolien, ayant des cycles journaliers.

Le tableau 2 (§A-2-2) permet d'évaluer les capacités et les puissances de stockage et déstockage nécessaires pour obtenir un lissage parfait à l'échelle de la journée.

- les capacités nécessaires sont d'environ 1/3 de la consommation journalière pour le mix éolien+solaire optimisé, soit 0,5 Twh pour une consommation moyenne quotidienne de 1,5 Twh. Cela correspond au maximum de ce qui est accessible à des STEP (dont la capacité, très peu extensible, est en France d'environ 0,5 Twh). L'accumulation de millions de batteries individuelles (associations de batteries aux panneaux solaires, par exemple) pourrait fournir des capacités de l'ordre de la centaine de Gwh.

- les puissances de stockage et de déstockage (dans tous les cas supérieures à 30 Gw) sont très supérieures à la puissance de déstockage actuelle (5 Gw).

c) Un stockage de très grande capacité, d'une capacité permettant d'une part de se libérer de la contrainte majeure qu'est la nécessité de disposer en back-up d'une puissance pilotable au moins égale à la puissance consommée maximum (§ A-2-1), et d'autre part d'éviter que les excédents d'éolien et de solaire soient perdus (§ A-2-2)⁵⁶.

Les capacités de stockage nécessaires sont cette fois ci de plusieurs dizaines de Twh: 8% de la consommation annuelle totale dans la simulation utilisée, ce qui correspond à 30 Twh pour une consommation de 400 Twh. Cette même simulation montre en outre que l'existence d'un stockage infra journalier permettant un lissage parfait à l'échelle de la journée, ce qui correspond au maximum de ce qui pourrait être à la portée de STEP, ne réduit pas significativement ces capacités.

2- Des capacités de plusieurs Twh, et à fortiori de plusieurs dizaines de Twh, sont totalement hors de portée des dispositifs existants.

2-1 Elles sont en effet hors de portée non seulement évidemment du stockage par batteries (ou par volants d'inertie, compression ou décompression d'un gaz, etc...), mais aussi du stockage par STEP.

▪ En ce qui concerne les batteries, à titre indicatif, avec une charge massique de 0,25 Kwh/kg, il faudrait 4 millions de tonnes de batteries lithium-ion pour stocker 1 Twh.

Même si l'on ne considérait pas ces chiffres comme délirants, on buterait sur la saturation des capacités mondiales de production...A titre indicatif, la capacité totale des batteries lithium-ion fabriquées pour l'automobile a été en 2020 de 140 Gwh.

▪ Rappelons que les STEP (« Stations de Turbinage et Pompage ») sont des barrages réversibles: par pompage vers un réservoir supérieur l'électricité est convertie en énergie gravitationnelle, laquelle est reconvertie en électricité par turbinage vers un réservoir inférieur. Pour qu'une STEP soit pleinement utilisée, le réservoir supérieur doit pouvoir en permanence être rempli et vidé, et est donc inutilisable pour d'autres emplois (irrigation, activités nautiques...). Le réservoir inférieur, lui, doit être d'une taille suffisante pour rester peu affecté par ces mouvements. Il ne peut donc s'agir que de la mer ou de grand lacs.

Leur rendement est assez bon (70% en comptant les pertes dans le réseau, estimées à 4% en supposant que l'on ne passe que par le réseau très haute tension : 2% à l'aller et 2% au retour). Elles sont parfaitement adaptées à la fourniture rapide de réserve de puissance en cas d'incident, et en période normale, au stockage infra journalier: elles ont été au demeurant installées pour optimiser

⁵⁶ C'est le stockage « saisonnier » de l'étude ADEME de 2015 (ref.1).

l'emploi des réacteurs nucléaires, par l'utilisation aux heures pleines de nucléaire excédentaire produit aux heures creuses.

Elles ne sont par contre absolument pas adaptées au stockage sur de longues périodes de très importantes quantités d'électricité. Leur capacité totale actuelle est inférieure à 0,5 Twh. Un calcul de coin de table montre de plus que, à supposer que l'on reconvertisse en STEP la capacité totale des barrages français⁵⁷ (9,98 millions⁵⁸ de m³), avec une hauteur de chute moyenne de 200 m, et un rendement de 100%, cela ne fournirait que 5,4 Twh. On serait toujours très loin du compte...

Notons que, de toute façon, il n'est pas prévu de construction de STEP supplémentaires à quelque horizon que ce soit, que ce soit dans le PPE 2019-2028 ou dans le récent rapport RTE de janvier 2021 (ref.21). La seule chose qui soit envisagée, c'est d'augmenter la puissance installée de certaines STEP existantes. La puissance installée de déstockage totale est actuellement d'environ 5 Gw. Dans les scénarios 2050 de RTE (réf.27) elle a été portée à 8 Gw.

2-2 Seul reste donc en définitive la production par électrolyse de gaz de synthèse, utilisé ensuite comme combustible dans des centrales pilotables à la place du combustible fossile (filiale « power to gas to power »). Cela permet en théorie des capacités de stockage aussi élevées que l'on veut, mais d'une part la faisabilité industrielle n'est absolument pas acquise (et ne le sera peut-être jamais), et d'autre part le rendement est très mauvais (très probablement nettement moins de 30% avec une production d'hydrogène à partir des excédents d'éolien, compte tenu de leur très grande variabilité). En cohérence avec ce qui précède, strictement aucun calendrier n'est annoncé pour la disponibilité effective de cette filiale, et RTE ne compte pas sur elle dans les scénarios 2050.

- Le principe, qui était déjà connu au 19^{ème} siècle, est d'une grande simplicité. De l'hydrogène est tout d'abord produit par électrolyse. Par combinaison avec du CO₂, il peut éventuellement être transformé en méthane, qui, lui, est très facilement utilisable (« méthanation »). Après stockage, le gaz de synthèse ainsi produit peut être réutilisé pour produire de l'électricité, soit par une centrale thermique (méthane ou hydrogène), soit par une pile à combustible (hydrogène).

- Le rendement de cette double opération est mauvais⁵⁹: pour l'hydrogène 35% (soit 31% avec les pertes en ligne) au mieux, c'est-à-dire en fonctionnement en continu à la puissance correspondant au rendement optimum. Si ceci est concevable dans le cadre d'une alimentation par du nucléaire aux heures creuses, ce ne l'est plus du tout dans celui d'une alimentation par un mix éolien+solaire, du seul fait de la très grande variabilité de l'éolien⁶⁰. Si l'on considère, par exemple, que ne sont exploitables que les excédents de production inférieurs au double de la puissance excédentaire moyenne (§ A-2, fig.1), le rendement n'est plus que de $0,31 \times 0,62 = 19,2\%$. Et il resterait à prendre en compte l'énergie nécessaire pour transporter et stocker l'hydrogène (il faudrait le liquéfier, ou le comprimer, etc...)

La perte théorique résultant de l'étape méthanation peut-être estimée à environ 80%⁶¹. Cette fois ci le rendement est au mieux de $0,31 \times 0,8 = 24,8\%$. Si l'on ne peut exploiter que 62% des excédents de production, il n'est plus que de 15,4%.

On pourrait imaginer d'éviter les 4% de perte en ligne, en décentralisant la filiale au niveau des parcs éoliens. Mais, outre les évidents problèmes que cela poserait de mettre des électrolyseurs sur la majorité des sites, la variabilité de la production éolienne, source de diminution du rendement, en serait encore accrue.

⁵⁷ Ce qui de toute façon serait irréaliste, le barrage supérieur devant pouvoir en tant que de besoin être rempli et vidé complètement dans le bassin inférieur. Il ne s'agit évidemment que d'avoir en tête des ordres de grandeur.

⁵⁸ Cf. ref.28.

⁵⁹ Voir par exemple, en ce qui concerne les rendements théoriques, « Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire » (ref.4).

⁶⁰ Une analyse quantitative menée dans le volet « Qu'attendre du stockage de l'électricité intermittente sous forme d'hydrogène? » du rapport Floccard-Pervès de 2012 (ref.2) a déjà fait ressortir ce que cette opération avait de décevant.

⁶¹ Voir réf. 4, §3.2.1. Performances énergétiques : rendement de la partie « power to gas » de 70% pour l'hydrogène, et de 55% pour le méthane.

Il résulte de ce qui précède qu'un rendement de 25% apparaît dans tous les cas optimiste. Les courbes de la fig.A1-1 montrent que l'augmentation de la quantité d'électricité à produire, et donc des installations correspondantes, est considérable : 42% pour le mix optimisé éolien+solaire, 50% pour l'éolien seul.

A lui seul ce problème de rendement apparaît rédhibitoire.

- Non seulement la faisabilité de cette filière « power to gas to power » n'est pas acquise, mais il se pourrait bien qu'elle ne le soit jamais.

1) Utilisation directe de l'hydrogène

C'est une litote de dire, comme Wikipedia (ref.33), que « le stockage, rapidement réversible et sécurisé de quantités importantes d'hydrogène est encore un défi technologique et scientifique ».

Il s'agirait ici de stocker environ de quoi produire 30 Twh. En considérant un rendement de 60%, qui est celui affiché aujourd'hui pour les centrales à gaz à cycles combinés, et en négligeant, pour simplifier, l'énergie nécessaire pour le stockage (pourtant certainement très énergivore), il faut donc stocker une puissance de 50 Twh. Le PCI (pouvoir calorifique inférieur) de l'hydrogène étant de 33 kWh/kg, cela correspond à 1,52 millions de tonnes d'hydrogène à stocker. Trois démarches sont à envisager :

a) Sous forme liquide.

A – 253°, l'hydrogène est liquide, à la densité de 70 kg/m³. Il faut donc stocker à cette température 21,6 millions de m³. Ce n'est pas envisageable.

b) Sous forme gazeuse dans des récipients sous pression.

A la pression atmosphérique, il faudrait 16,7 milliards de m³ (il faut 11 m³ pour 1 kg). Il est manifestement nécessaire de le comprimer. Plus la pression est élevée, plus les réservoirs doivent être robustes, et plus ils sont difficiles et coûteux à réaliser, cette difficulté et ce coût croissant très rapidement avec leur taille. Pour des réservoirs de l'ordre du mètre cube pour les stations-services, on envisage des pressions de 100 à 200 bars. Avec l'hypothèse de 150 bars, cela correspond à 111 millions de réservoirs. Ce n'est toujours pas envisageable...

c) Sous forme gazeuse, dans des réservoirs souterrains (réf.38).

En France une quinzaine de cavités permettent de stocker 12 milliards de Nm³ à des pressions entre 50 et 140 bars selon les cavités (le Nm³ est une unité utilisée par les spécialistes du gaz : c'est le volume à la pression de 1 bar). Mais 12 d'entre elles sont des cavités aquifères, qui sont impropres au stockage de l'hydrogène pur (par rapport au gaz naturel, risque de fuite beaucoup plus élevé, et est beaucoup plus inflammable et explosif). Seules peuvent être utilisées les cavités salines. Avec une densité énergétique théorique de 360 kWh/m³, il faudrait disposer d'au moins 83 millions de m³ pour stocker 30 Twh. Soit d'au moins 166 cavités, le volume typique de la cavité étant 500 000 m³. Aujourd'hui le volume total des cavités salines utilisées pour le stockage est de 25 millions de m³.

Il ressort en outre du rapport en réf.38 que le problème ne se limite pas à la recherche de nouveaux sites : le principe même du stockage de l'hydrogène pur aux échelles concernées est aujourd'hui encore loin de pouvoir être considéré comme validé.

2) Passage par la méthanation.

Une fois le méthane produit, on serait ramené à des problèmes bien connus et maîtrisés, ceux du stockage et de la distribution du gaz naturel. Mais le problème posé par le très mauvais rendement global de l'opération reste entier (voir ci-dessus), et apparaît cette fois le problème de la production et de la fourniture des quantités de CO2 nécessaires.

Il y a beaucoup trop peu de CO2 dans l'atmosphère pour que son extraction directe soit envisageable. Il est par contre produit en grande quantité par les combustions. On retombe sur des problèmes identifiés depuis des décennies, qui ont en principe des solutions mais dont la mise en œuvre industrielle n'a pas beaucoup avancé : celui du captage du CO2 résidu de processus industriels, puis de son utilisation et de son stockage.

- En cohérence avec ce qui précède, il n'y a toujours pas, dans les projections de RTE, la moindre date objectif affichée en ce qui concerne la disponibilité effective de la filière « power to gas to power ».

Si cette filière est bien systématiquement évoquée, et présentée comme « prometteuse », sa disponibilité n'est même pas citée dans la liste, établie par RTE en janvier 2021 (ref.21) des points durs qui devront avoir été résolus pour 2050. Il n'y a toujours pas en outre de date objectif affichée.

Comme on ne peut faire l'injure à RTE de penser qu'il n'a pas perçu l'intérêt d'un stockage de très grande capacité, on ne peut qu'en conclure qu'il a parfaitement pris conscience qu'il était en fait impossible de compter dessus.

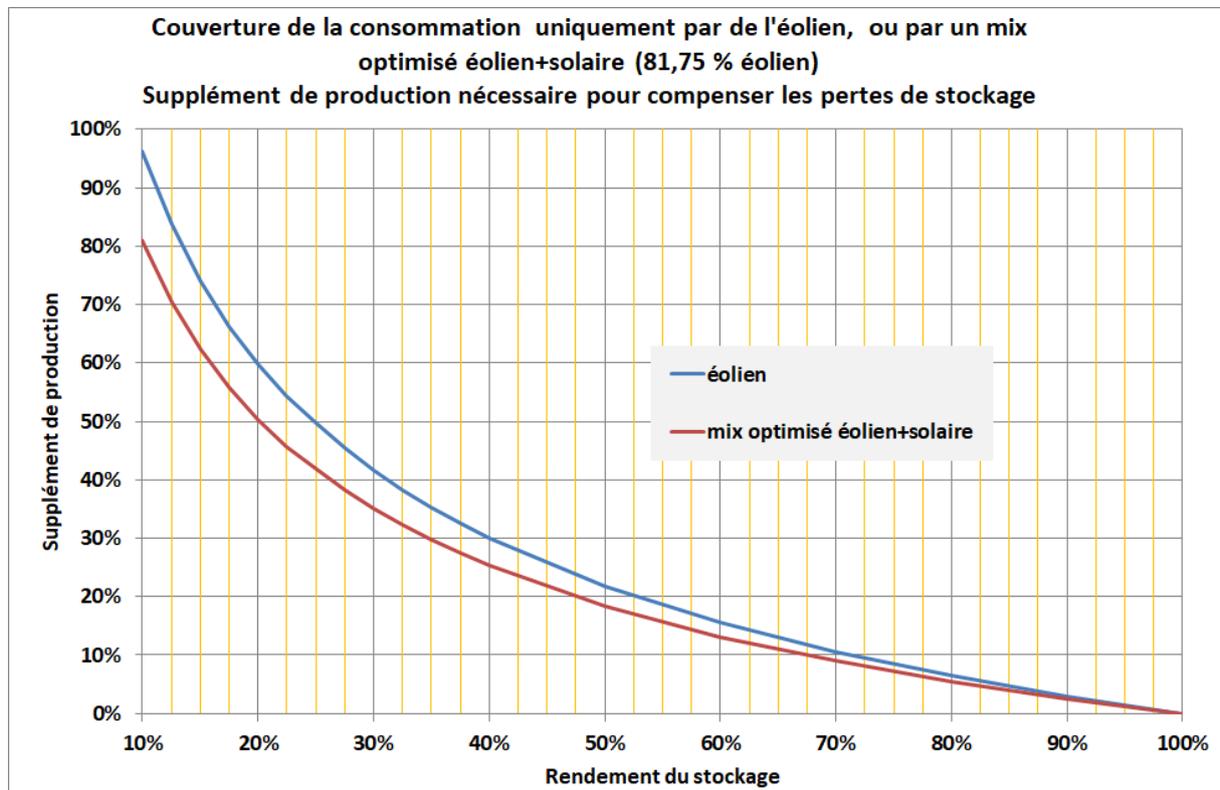


Fig. A1-1

3. Intérêt du stockage infra journalier pour l'optimisation de l'utilisation de la puissance installée nucléaire.

Si le stockage infra journalier ne résout absolument pas le problème de l'intermittence, il est par contre très efficace pour permettre la réutilisation dans la journée des capacités de production excédentaires pendant la nuit (le nucléaire, mais aussi l'hydraulique au fil de l'eau). C'est d'ailleurs pour cela que les STEP françaises ont été construites.

Cette fonction entre évidemment en conflit avec leur utilisation pour le lissage des productions éoliennes et solaire.

Annexe 2

Analyse des bilans électriques 2006-2019: l'éolien et le solaire français remplacent essentiellement du nucléaire, et non du thermique à combustible fossile

On a vu (§A-2-1) que, l'éolien et le solaire n'étant pas pilotables, et « l'effet de foisonnement » étant insignifiant, en l'absence d'un stockage de très grande capacité qui n'est pas disponible, qui ne le sera toujours pas dans les deux décennies qui viennent, et sur lequel on ne peut absolument pas compter en 2050 (§A-2-3), ils ne permettent pas de réduire la puissance installée pilotable, qui doit toujours demeurer au moins égale à la puissance consommée maximum. Elle doit donc rester disponible en « back-up » pour ajuster en permanence la production à la consommation, la sanction étant la fin du fonctionnement normal du réseau et, si cela se passe mal, la panne générale (« black-out »). Comme on ne peut donc produire plus d'électricité que l'on en consomme, ils ne peuvent que se **substituer** à une partie de la production potentielle des sources pilotables en back-up.

Si ces sources pilotables sont uniquement du thermique à combustible fossile, ils économisent du fossile, ce qui est le but recherché. Si c'est uniquement du nucléaire, ils diminuent le taux d'utilisation des centrales nucléaires, ce qui ne réduit pas l'utilisation du fossile. Qu'en est-il lorsqu'il y a à la fois du nucléaire et du thermique ?

On a vu au §A-2-7-2 que, lorsqu'il y a une forte composante nucléaire, c'est surtout à du nucléaire, et non au thermique qu'ils se substituent (en dernière analyse cela résulte de ce que le thermique, plus souple que le nucléaire, reste indispensable pour équilibrer consommation et production : l'éolien et le solaire, sources supplémentaires de déséquilibre, augmentent le besoin d'y faire appel). Ce phénomène est ici étudié en détail dans le cas de la France, l'analyse des bilans RTE 2006-2019 permettant de le quantifier⁶²: la diminution du fossile, si diminution il y a, est décevante, avec en corollaire une réduction du taux d'utilisation du parc nucléaire déjà très significative en 2019.

Notons qu'il s'agit en fait d'un phénomène très général, et qui se manifeste même pour des taux de nucléaire bien moindres qu'en France: il a été mis en évidence en Espagne et en Allemagne par J.M. Jancovici (ref.6 et 7). Cela signifie qu'il faudrait avoir remplacé réellement beaucoup de centrales nucléaires par des centrales thermiques pour que l'éolien et le solaire français commencent enfin à économiser significativement du fossile.

Des études de l'ADEME (2017) et de RTE (2020) sur ce sujet concluent, elles, que c'est du fossile qui est essentiellement remplacé par l'éolien et le solaire. La première, qui conclut que c'est du fossile français, est en complète contradiction avec les bilans 2006-2019. La seconde, en complète contradiction avec la première, conclut que c'est essentiellement du fossile étranger⁶³. Elle semble ignorer que, la capacité des réseaux de transport étant très loin d'être infinie, ce sont les centrales pilotables les plus proches qui assurent le back-up de l'éolien et du solaire⁶⁴. Dans les deux cas, on est en contradiction avec les déclarations d'EDF, qui vante la souplesse d'emploi de ses centrales nucléaires, qui lui permet d'assurer l'essentiel de ce back-up, évitant ainsi un appel accru au thermique fossile, ainsi qu'avec sa politique consistant à accroître cette souplesse, explicitement pour aider au développement de l'éolien et du solaire («Une production nucléaire plus flexible, au service du développement des énergies renouvelables» ; ref.8).

⁶² Une telle analyse, limitée aux bilans 2006-2018, avait déjà été faite dans le dossier « L'ECHEC TOTAL DE L'EOLIEN EN CE QUI CONCERNE LA REDUCTION DES EMISSIONS DE CO2 » (réf. 11), avec évidemment les mêmes conclusions.

⁶³ Des précisions ont même été données (cf.§3): « les énergies renouvelables produites en France viennent donc remplacer le plus souvent la production des centrales au charbon situées dans d'autres pays comme la Pologne ou l'Allemagne ».

⁶⁴ Pour tout dire elle semble même tout ignorer du fonctionnement d'un réseau électrique, et en particulier qu'il faille des sources pilotables pour équilibrer en permanence consommation et production. On y chercherait en vain la notion même de source pilotable...

1- Le constat.

▪ Evolution de la production électrique française et de sa structure de 2006 à 2019.

Elle est fournie par le tableau A2-1.

Sur cette période, la puissance installée nucléaire n'a pas varié (63,13 Gw), la fermeture de Fessenheim n'ayant débuté qu'en 2020. On notera la stabilité de la production (qui correspond à une stabilité de la consommation), ce qui simplifie les analyses.

Production électrique 2006-2019 (Twh)- Sources: bilans RTE annuels														
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
nucléaire (cf nota)	428,7	418,6	418,3	390	407,9	421,1	404,9	403,7	415,9	416,8	384	379,1	393	379,5
thermique à combustible fossile	54	55	53,2	54,8	59,4	51,5	47,9	44,7	27	36,1	45,9	54,4	39	42,6
hydraulique	60,9	63,2	68	61,8	68	50,3	63,8	75,7	68,2	58,7	63,9	53,6	68	60
éolien	2,2	4	5,6	7,8	9,6	12,1	14,9	15,9	17	21,1	20,7	24	28	34,1
solaire					0,6	2,4	4	4,6	5,9	7,4	8,3	9,2	10	11,6
autres renouvelables	3,3	3,9	4	4,4	4,8	5,6	5,9	6,3	6,6	5,9	8,5	9,1	10	9,9
total	549,1	544,7	549,1	518,8	550,3	543	541,4	550,9	540,6	546	531,3	529,4	548	537,7
sous total intermittent (éolien+ solaire)	2,2	4	5,6	7,8	10,2	14,5	18,9	20,5	22,9	28,5	29	33,2	38	45,7
sous total renouvelables	66,4	71,1	77,6	74	83	70,4	88,6	102,5	97,7	93,1	101,4	95,9	116	115,6
pourcentage nucléaire	78,1%	76,8%	76,2%	75,2%	74,1%	77,6%	74,8%	73,3%	76,9%	76,3%	72,3%	71,6%	71,7%	70,6%
pourcentage intermittent	0,4%	0,7%	1,0%	1,5%	1,9%	2,7%	3,5%	3,7%	4,2%	5,2%	5,5%	6,3%	6,9%	8,5%
pourcentage renouvelable	12,1%	13,1%	14,1%	14,3%	15,1%	13,0%	16,4%	18,6%	18,1%	17,1%	19,1%	18,1%	21,2%	21,5%
pourcentage thermique à combustible fossile	9,8%	10,1%	9,7%	10,6%	10,8%	9,5%	8,8%	8,1%	5,0%	6,6%	8,6%	10,3%	7,1%	7,9%

nota: sur cette période (2006-2019) la puissance installée nucléaire est restée égale à 63,13 Gw

Tableau A2-1

▪ L'inefficacité de l'éolien et du solaire dans le remplacement du thermique à combustible fossile résiduel.

La figure A2-1 regroupe l'évolution des productions thermique fossile, éolienne et solaire. La remontée du fossile en 2019 (+9,2%) n'est qu'en apparence contradictoire avec la présentation du bilan RTE 2019 effectuée par la ministre de la transition écologique et solidaire, présentation qui avait souligné une baisse de 6% des émissions de CO2 par rapport à 2018 (ref.15). Cette diminution résulte en fait de ce que, le coût de la tonne de CO2 ayant fortement augmenté, on a en 2019 beaucoup plus appelé les centrales à gaz, qui émettent environ 2 fois moins de CO2 que les centrales au charbon.

La courbe en pointillés rouges correspond à ce qu'aurait dû être l'évolution du fossile si les conclusions de l'ADEME, qui a estimé⁶⁵ que l'éolien remplaçait à 86% le fossile résiduel français, avaient été exactes. Cette estimation, qui a été exploitée à fond pour justifier que l'éolien français réduit les émissions de CO2 françaises, est à l'évidence grossièrement erronée⁶⁶.

On constate qu'il n'y a en fait aucun lien visible entre l'évolution du fossile et celle de l'éolien et du solaire. L'analyse des commentaires de RTE associés à chaque bilan annuel confirme cette absence de lien. Il en ressort en effet que les principaux facteurs d'augmentation de l'appel au fossile sont:

- Les périodes de diminution de la disponibilité des centrales nucléaires, d'où un besoin accru d'appel au fossile pour compléter le nucléaire et l'hydraulique.
- Les périodes de faible pluviosité, qui peuvent obliger à remplacer de l'hydraulique par du fossile.
- Les périodes de grand froid, qui augmentent l'ampleur des pics de consommation, et donc la nécessité, en tant que de besoin, de compléter par du fossile le nucléaire et l'hydraulique.

La production fossile particulièrement basse de 2014⁶⁷ résultait de la conjonction d'un hiver doux et pluvieux et d'une excellente disponibilité du nucléaire. La production relativement élevée de 2017 de la conjonction de facteurs allant en sens inverse, et la production relativement basse de 2018 d'une conjonction à nouveau nettement favorable.

⁶⁵ Ref.12.ADEME-ÉTUDE SUR LA FILIÈRE ÉOLIENNE FRANÇAISE -BILAN, PROSPECTIVE, STRATÉGIE- Synthèse (septembre 2017) p.16.

⁶⁶ L'erreur vient probablement de ce que, semble-t-il, l'analyse a été faite à l'échelle de la demi-heure, sur une période trop courte, et non globalement sur une période suffisamment longue.

⁶⁷ Evidemment, si les courbes de la fig. A3-1 avait été arrêtées en 2014, cela aurait suggéré à l'inverse une remarquable efficacité de l'éolien et du solaire pour diminuer les émissions de CO2. C'est ce que n'ont pas hésité à conclure, en 2017, Jean-Yves Grandidier et Gilles Luneau, dans « Le vent nous portera ; le pari gagnant de la transition énergétique » p.104. (réf.13).

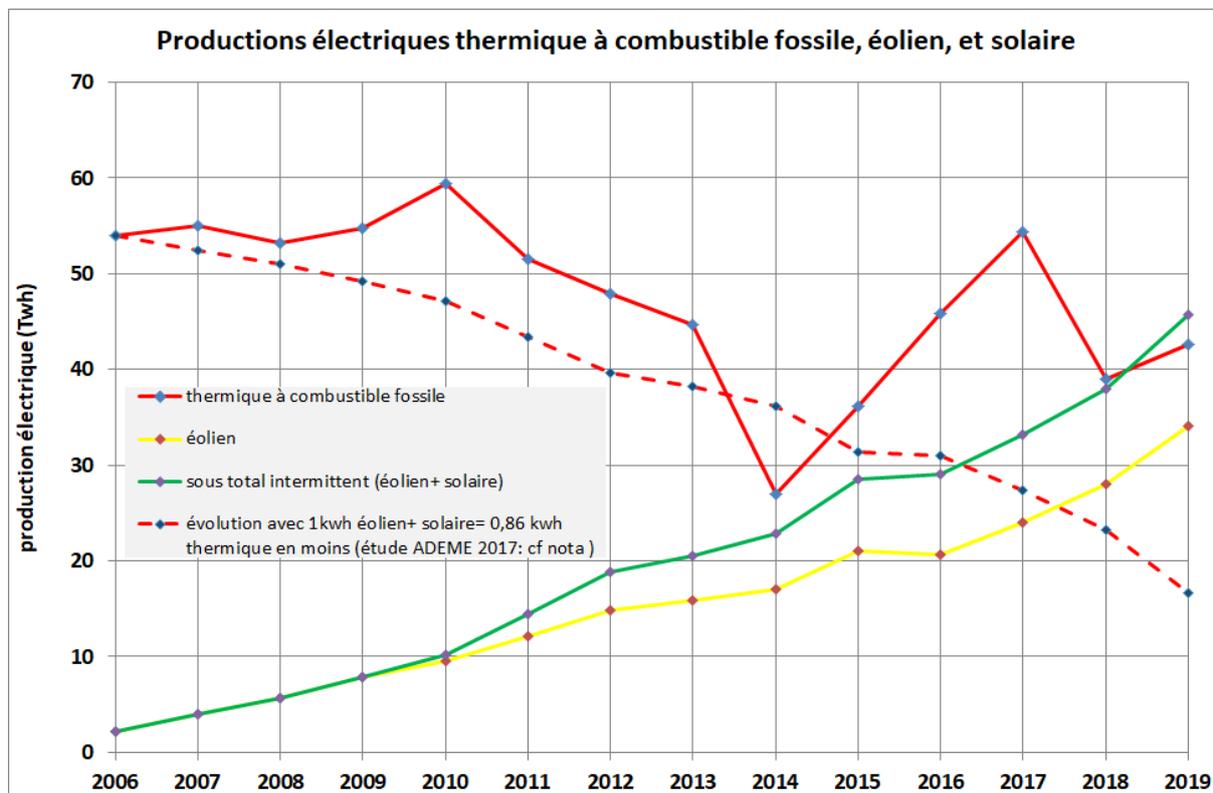


Fig. A2-1

Il y a incontestablement une certaine tendance à la baisse du fossile. Mais elle résulte essentiellement de ce que les hivers sont de plus en plus doux et pluvieux. Il est possible, en outre, que la politique actuelle d'augmentation de la capacité de « suivi de charge » (autrement dit de la souplesse d'emploi) des réacteurs nucléaires commence à porter ses fruits, en réduisant la nécessité de faire appel au fossile (ref.22). Dans ce cas l'éolien et le solaire se substituent directement à du nucléaire: on a certes réduit l'appel au fossile, mais, globalement, on n'a toujours pas réduit les émissions de CO₂.

▪ La diminution concomitante du taux d'utilisation du nucléaire.

Elle apparaît très nettement sur la fig. A2-2. Le taux de substitution au nucléaire peut être évalué à 88% (36,8/41,6).

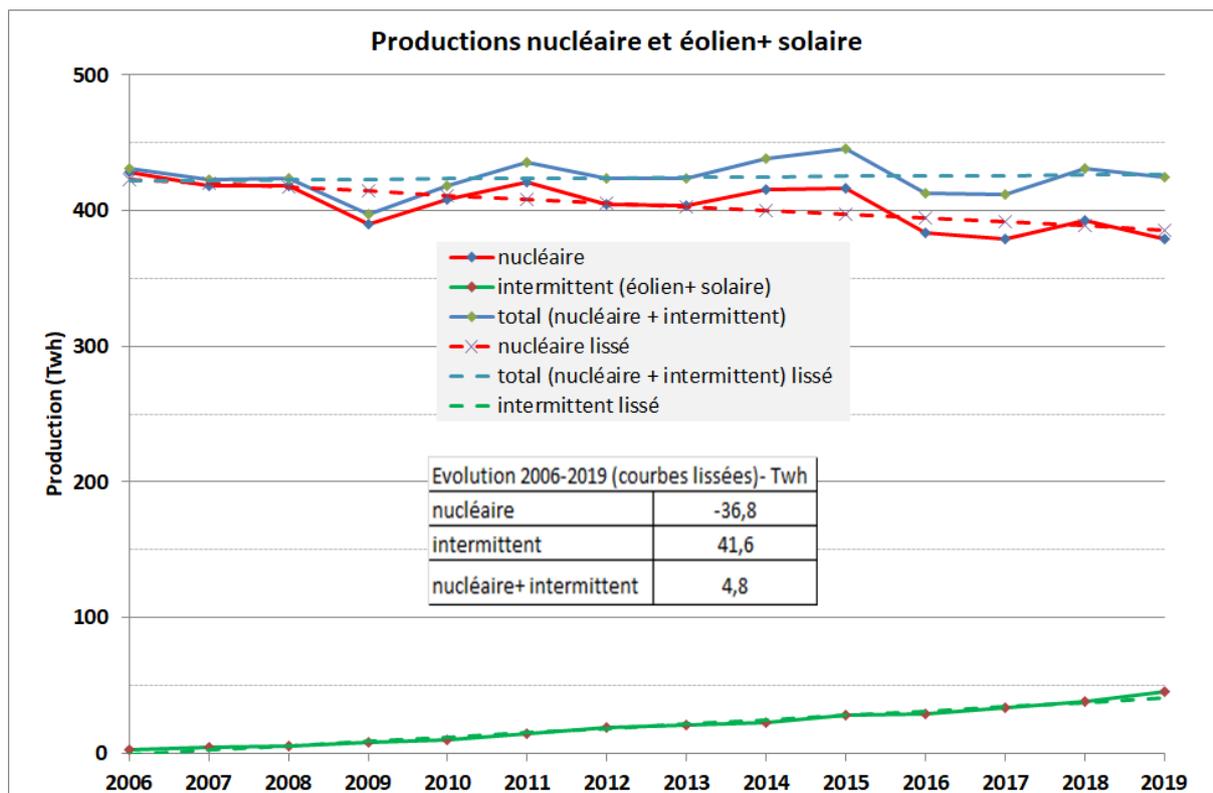


Fig.A2-2

D'où une diminution du taux d'utilisation de la puissance installée nucléaire (laquelle n'avait pas évolué de 2006 à 2019), que l'on peut évaluer à 6,7%: cf. fig. A2-3.

2- Ce qui précède s'explique aisément- et était au demeurant très bien connu dès le début.

▪ Il s'agit en fait, comme on l'a vu au § A-2-7-2, d'un phénomène très général: lorsqu'il y a à la fois du thermique fossile et une importante composante nucléaire, c'est principalement à du nucléaire que l'éolien et le solaire se substituent principalement, suite à des mécanismes qui peuvent être complexes.

Le cas de la France, du fait de l'écrasante prédominance du nucléaire, est toutefois assez simple :

- Le fossile résiduel, du fait de l'importance du nucléaire, n'a à être utilisé pour faire face aux périodes de pointe que relativement peu souvent, et c'est uniquement dans de telles circonstances qu'il est susceptible d'être remplacé par de l'éolien et du solaire.

- Le reste du temps, on ne fait appel à lui qu'en raison de sa souplesse, pour achever l'équilibrage production-consommation, dans la mesure où le nucléaire, complété par l'hydraulique de barrage, ne suffit pas. L'introduction de l'éolien et du solaire ne peut qu'augmenter son utilisation ce qui, comme on ne peut produire plus d'électricité que l'on en consomme, doit être compensé par une diminution du nucléaire.

- Evidemment, si le nucléaire suffit pour effectuer l'équilibrage, c'est directement du nucléaire que remplacent l'éolien et le solaire.

On notera en outre que, les STEP étant utilisées en priorité pour lisser les productions éolienne et solaire et permettre ainsi de maximiser leur utilisation effective⁶⁸, cela se fait au détriment de leur utilisation pour limiter la diminution du nucléaire aux heures creuses.

⁶⁸ N'oublions pas que, on ne peut plus officiellement, les objectifs de la politique actuelle se résument de fait à injecter sur le réseau le maximum d'éolien et de solaire (d'où leur priorité d'injection).

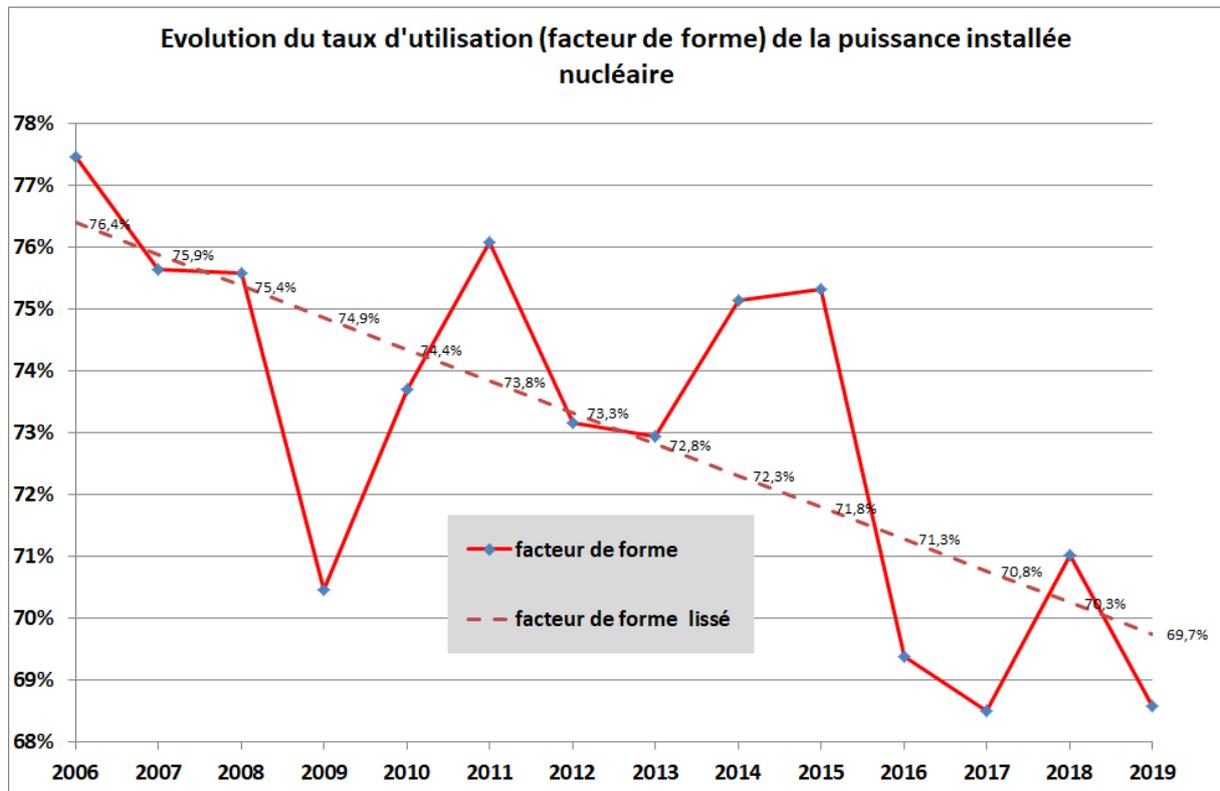


Fig.A2-3

▪ Evidemment tout ceci, qui relève tout de même de considérations assez simples, est très bien connu depuis le début. M. Marcel Boiteux, qui a dirigé EDF pendant plus de 20 ans en qualité de directeur général, n'écrivait-il pas en 2007 (ref.14):

« ...si le Kwh éolien était payé au service rendu – remplacer des Kwh nucléaires et, de temps à autre, des Kwh pétroliers – les éoliennes appartiendraient encore au secteur des énergies futuristes. Mais le parlement et/ou le gouvernement ont décidé au nom du peuple souverain que le Kwh éolien, qui coûte à son fournisseur environ deux fois plus cher qu'il ne rapporte à EDF, serait payé au dit fournisseur trois fois plus cher».

3- Comment masquer que l'éolien et le solaire remplacent essentiellement du nucléaire?

▪ On a vu qu'une étude de l'ADEME grossièrement erronée avait, en 2017, conclu que l'éolien remplaçait pour 86% du thermique à combustible fossile français. Ceci n'était plus défendable à partir de 2020, la production éolien+solaire 2019 ayant dépassé la production fossile, qui de plus n'avait que faiblement diminué depuis 2006 (fig. A2-1).

Effectivement, dans sa présentation des résultats 2019 (ref.17), la ministre de la transition écologique et solidaire a indiqué que c'était principalement à l'étranger, et non en France, qu'étaient réduites les émissions de CO₂. Ceci s'appuyait sur des commentaires effectués dans le bilan RTE (ref.19), qui eux-mêmes reprenaient les conclusions d'une note RTE (réf. 18):

« Cependant, et même si très peu de ces moyens charbon ont fonctionné cette année en France (...), et du fait de l'interconnexion des réseaux européens, les énergies renouvelables produites en France viennent donc remplacer le plus souvent la production des centrales au charbon situées dans d'autres pays comme la Pologne ou l'Allemagne. La progression de la production d'origine renouvelable en France vient donc contribuer à un effort collectif, et notamment européen, de baisse des émissions de CO₂. On estime que les énergies renouvelables en France permettent d'éviter 5 millions de tonnes de CO₂ en France et 15 millions de tonnes en Europe (hors France)».

▪ La note RTE en référence 18 ne semble pas avoir pris conscience de ce que ce sont les centrales pilotables les plus proches qui doivent assurer le back-up de l'éolien et du solaire. Les réseaux européens étant interconnectés, comme l'indique très justement RTE, on peut considérer qu'ils

constituent un réseau unique: toutes les centrales pilotables raccordées aux réseaux nationaux y participent donc peu ou prou au maintien de la stricte égalité, à tout instant, de la consommation et de la production (la sanction pouvant être, comme on l'a vu, l'écroulement de l'ensemble). Les facteurs de déséquilibre sont à la fois les variations de la consommation et les variations des productions éolienne et solaire, qui sont injectées en priorité, et se répandent alors selon les lois de Kirchoff, jusqu'à ce qu'elles aient été consommées ou dissipées par les pertes en lignes. Il est absolument certain que l'éolien et le solaire français évincent ainsi une partie de la production des centrales pilotables des autres pays. Et, pourquoi pas, celle de lointaines centrales au charbon polonaises? Mais ceci dans l'exacte mesure où ces dernières contribuent à l'équilibre du réseau français. Car la capacité des réseaux de transport n'est pas infinie. Et, en cours de route, elles peuvent aussi se substituer à du nucléaire allemand, ou suisse, ou belge...

En cohérence avec ce qui précède, cette même note, dans son §5, dans lequel on chercherait en vain la moindre justification quantitative, explique la diminution manifeste du taux d'utilisation du parc nucléaire par des indisponibilités de plus en plus fréquentes des réacteurs. Mais alors, comment expliquer que l'utilisation du thermique n'ait pas augmenté, alors même que la disponibilité du parc nucléaire est, dans les bilans annuels RTE, l'un des facteurs reconnus comme majeur de sa variabilité (avec la température des hivers et le remplissage hivernal des barrages)?

▪ De toutes façons, aussi bien les études de l'ADEME que celles de RTE sont en contradiction avec les déclarations d'EDF, qui vante la souplesse d'emploi de ses centrales nucléaires qui lui permet d'assurer l'essentiel du back-up de l'éolien et du solaire, ainsi qu'avec sa politique consistant à accroître cette souplesse : «Une production nucléaire plus flexible, au service du développement des énergies renouvelables» (ref.8). Comment diable expliquer qu'employer de plus en plus le parc nucléaire nucléaire en back-up de l'éolien et du solaire ne diminue pas d'autant son taux d'utilisation ?

ANNEXE 3

Graphiques issus de la simulation

- En ce qui concerne la simulation elle-même, voir § A1 et § A-2-2

On considère que, sur une année pleine, la production éolien + solaire est égale à la consommation. En l'absence de stockage, les excédents sont perdus, et les déficits doivent être comblés par des sources pilotables. Le rendement du stockage-déstockage est considéré égal à 100%, ce qui permet de calculer les valeurs **minimum** des capacités de stockage nécessaires pour couvrir effectivement avec uniquement de l'éolien et du solaire la totalité de la consommation.

Trois scénarios ont été examinés: éolien seul, solaire seul, et mix éolien+ solaire optimisé de façon à minimiser les pertes par surproduction en l'absence de stockage (81,75% d'éolien).

- Les graphiques représentant les écarts consommation-production, ainsi que les cumuls consommation-production, comportent 2 courbes :
 - l'une exploitant les données initiales, qui sont fournies au pas horaire, ce qui équivaut à l'existence d'un stockage permettant le lissage au pas horaire.
 - l'autre exploitant des données déduites des précédentes par un lissage par moyenne mobile sur 24h, ce qui équivaut à un stockage infra-journalier parfait. Un tel stockage pourrait ne pas être inaccessible à des STEP, dont le rendement est relativement bon.

On constate (comme le montre par ailleurs le tableau 2) que ce lissage sur 1 jour (qui est en fait le maximum de ce que l'on peut espérer faire, que ce soit par du stockage ou par du « pilotage de la demande ») :

- A une influence insignifiante, quel que soit le scénario, sur le cumul consommation-production (les 2 courbes sont pratiquement confondues), et donc sur les capacités de stockage nécessaires.
- A, dans le cas de l'éolien et du mix éolien+solaire optimisé, une influence visible sur l'écart consommation-production mais, l'amplitude des variations restant tout à fait considérable, le problème de fond demeure.
- A, bien sûr, dans le cas du solaire, une influence considérable sur l'écart consommation-production mais l'amplitude des variations autres que les variations saisonnières, qui évidemment ne sont pas diminuées, reste malgré tout considérable.

1- Scénario éolien seul

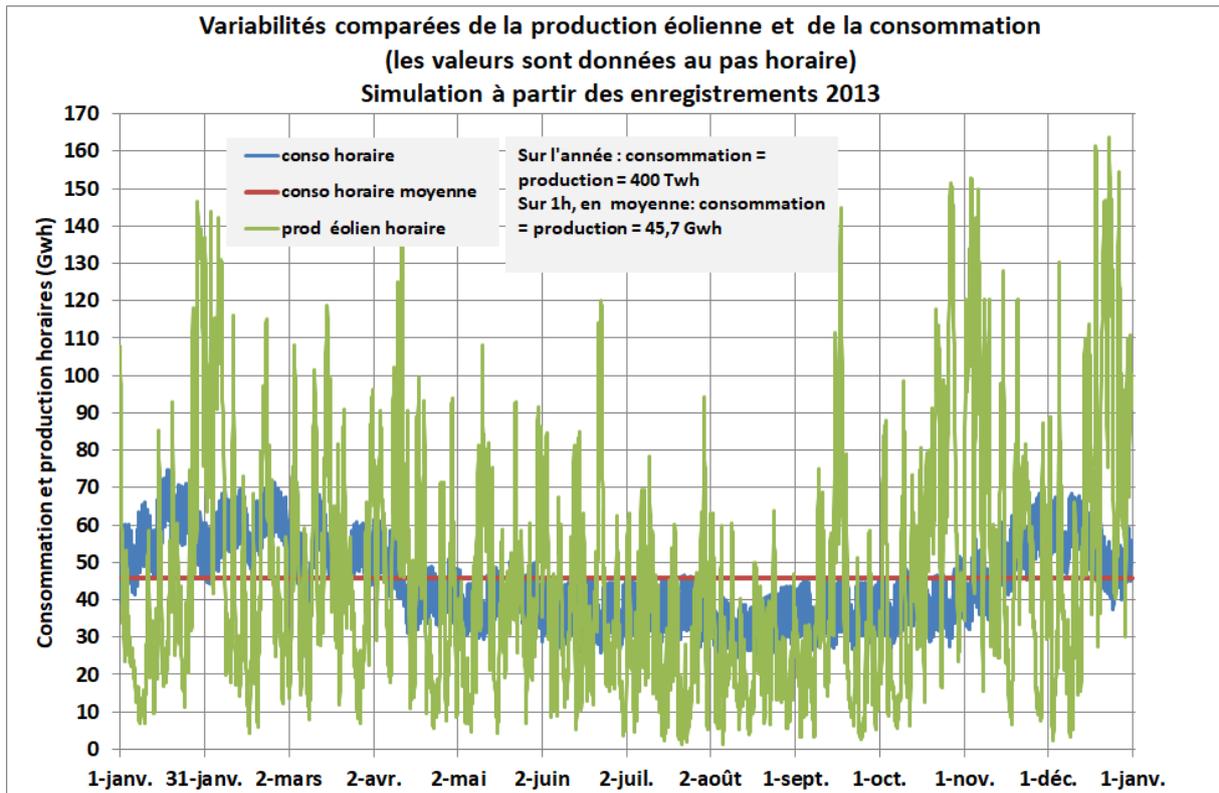


Fig. A2-1

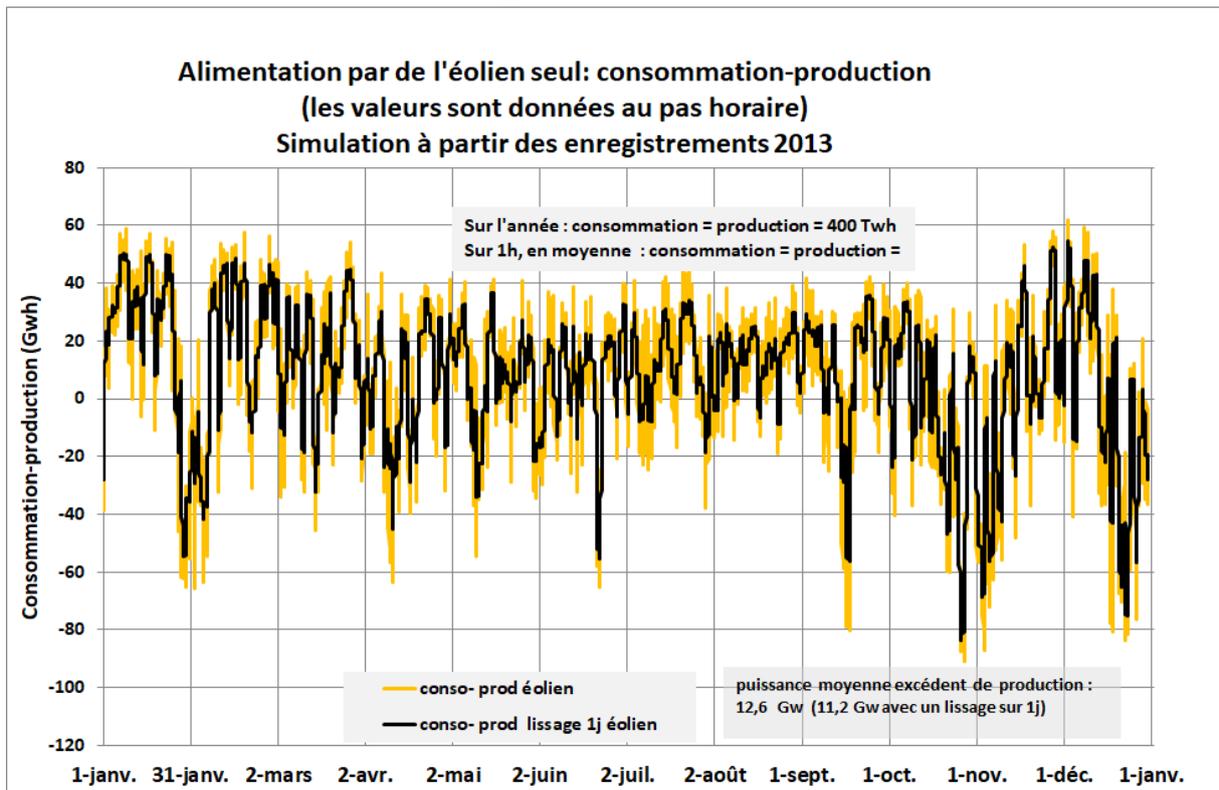


Fig. A2-2

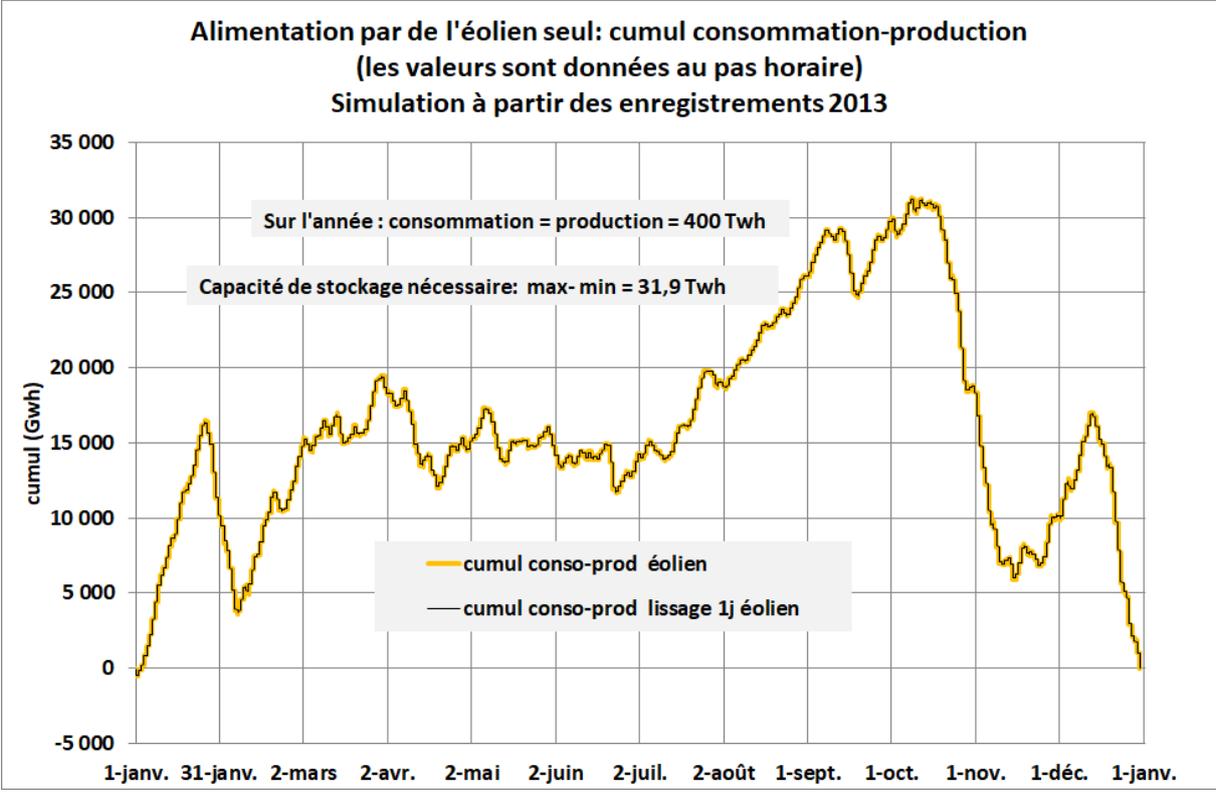


Fig. . A2-3

2- Scénario solaire seul

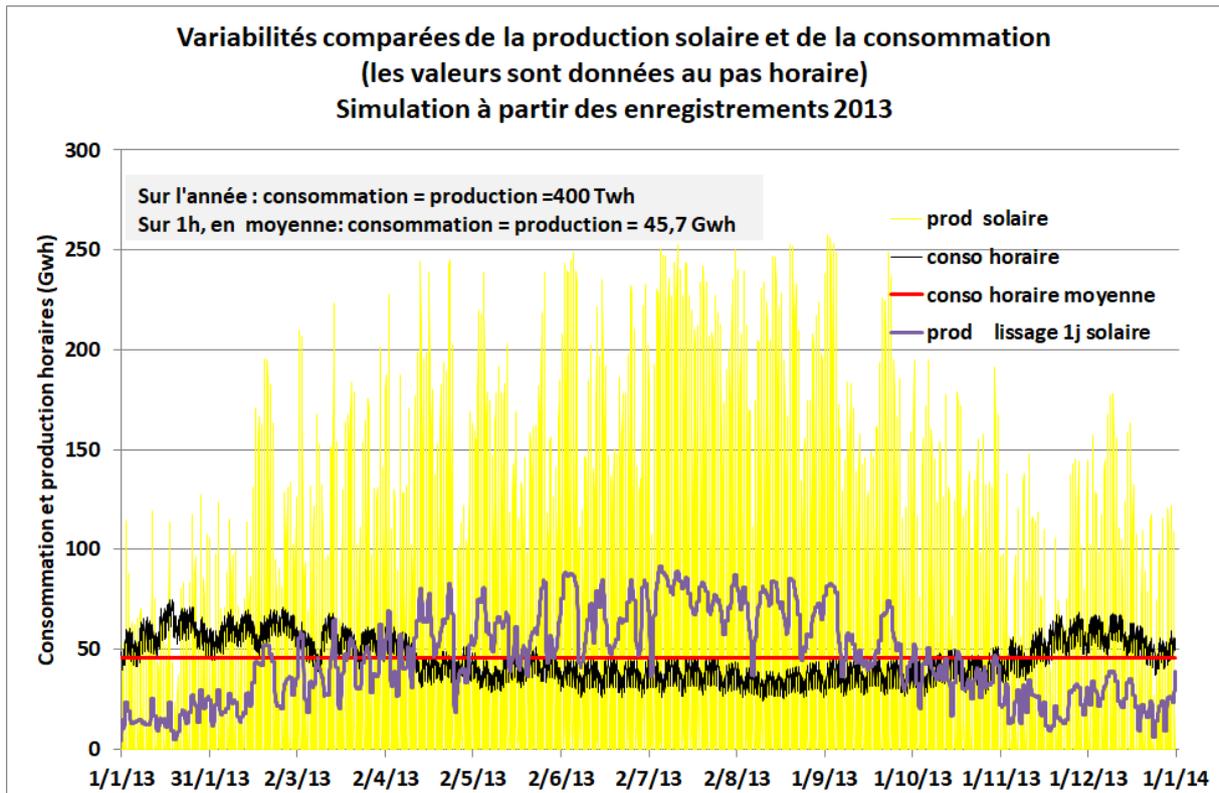


Fig.A2-4

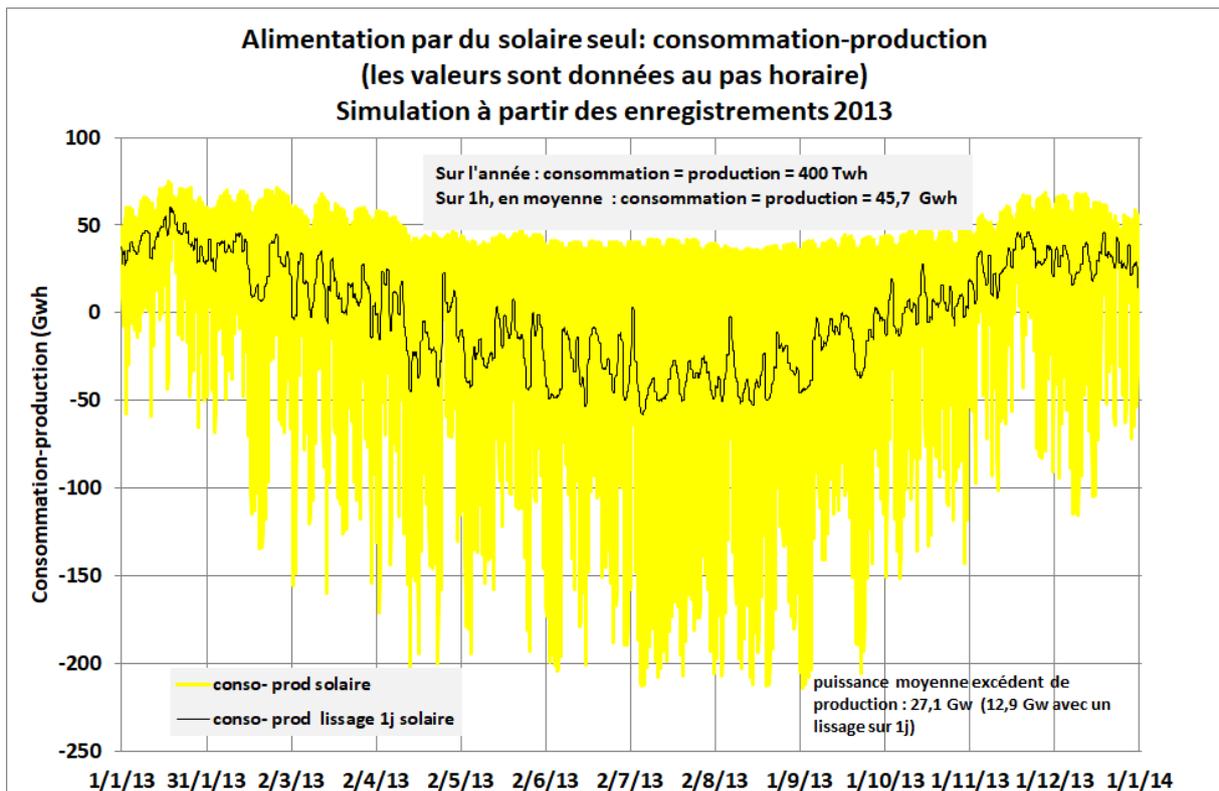


Fig.A2-5

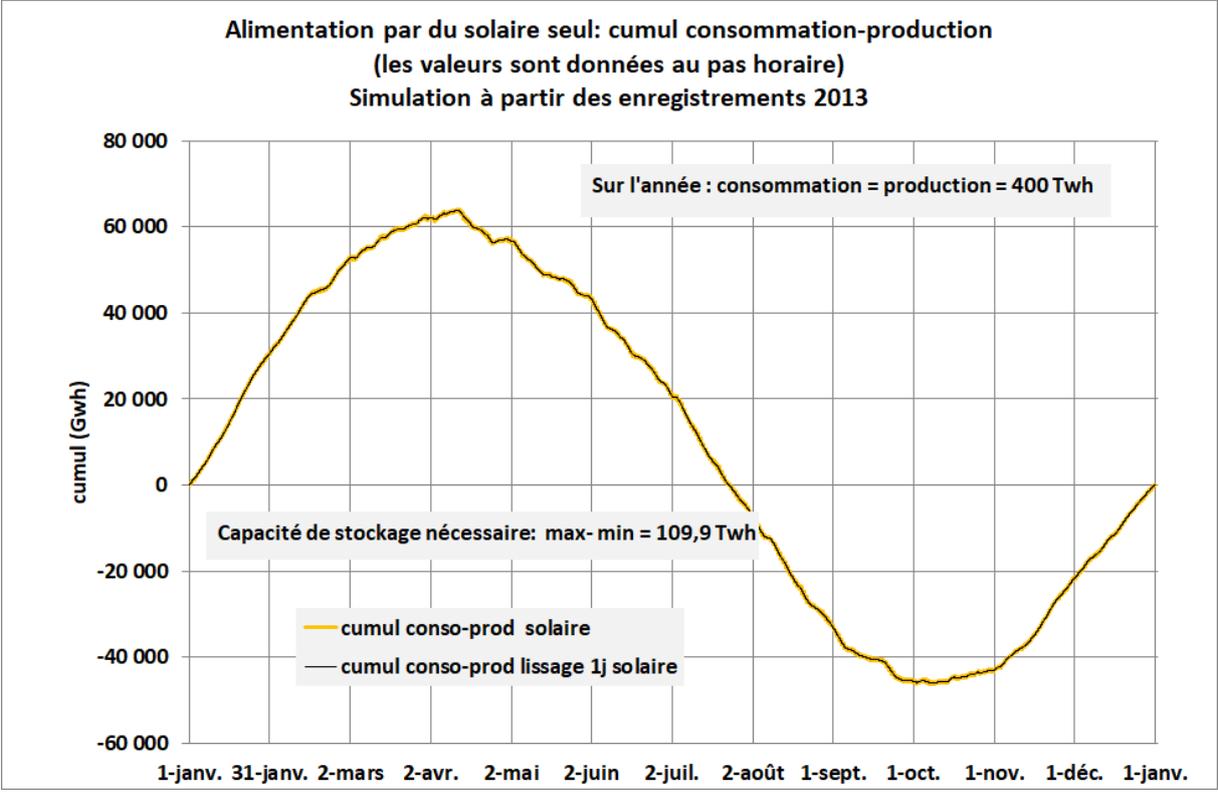


Fig. A2-6

3- Scénario mix optimisé éolien+solaire

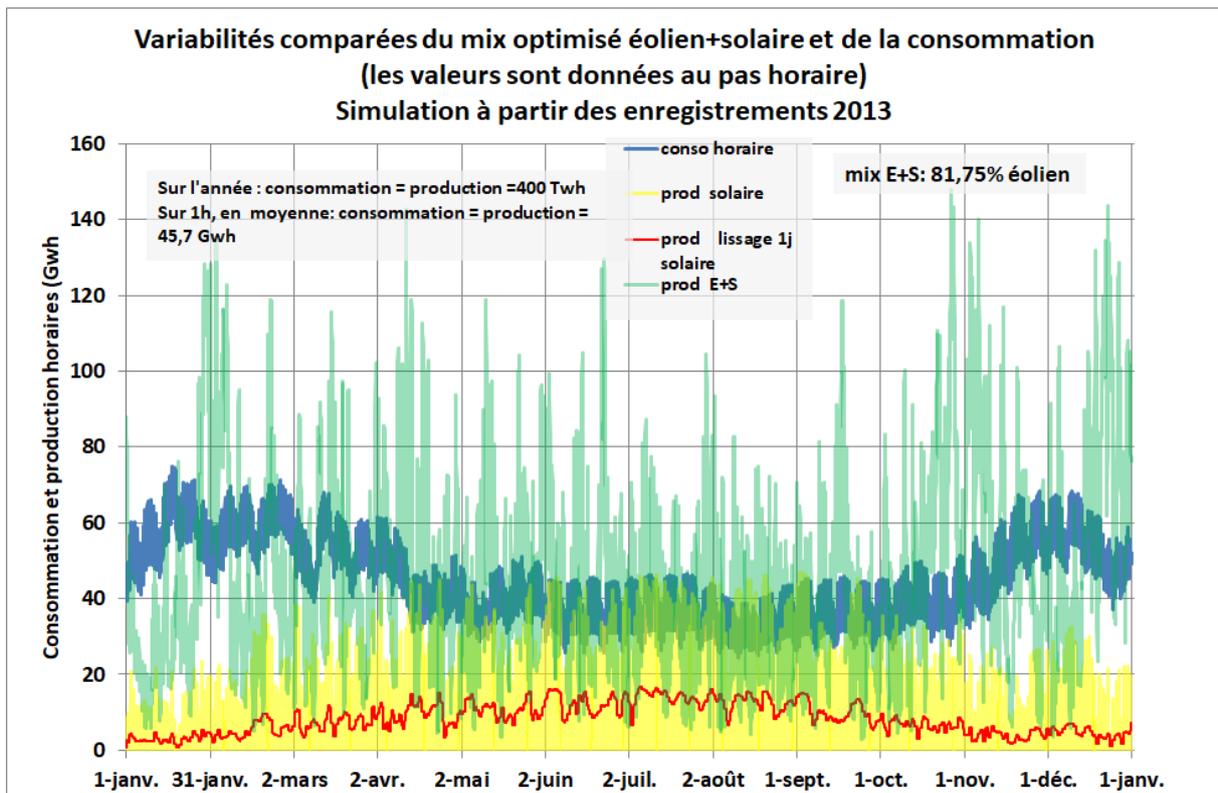


Fig. A2-7

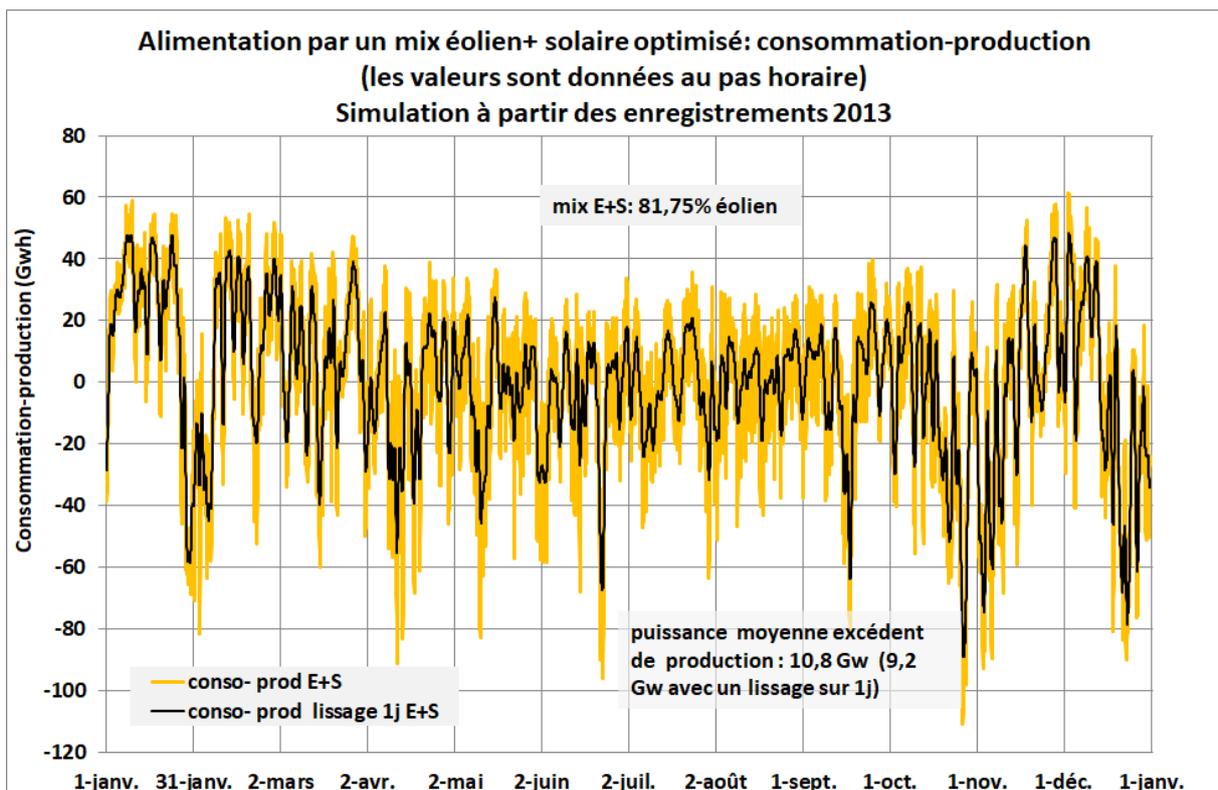
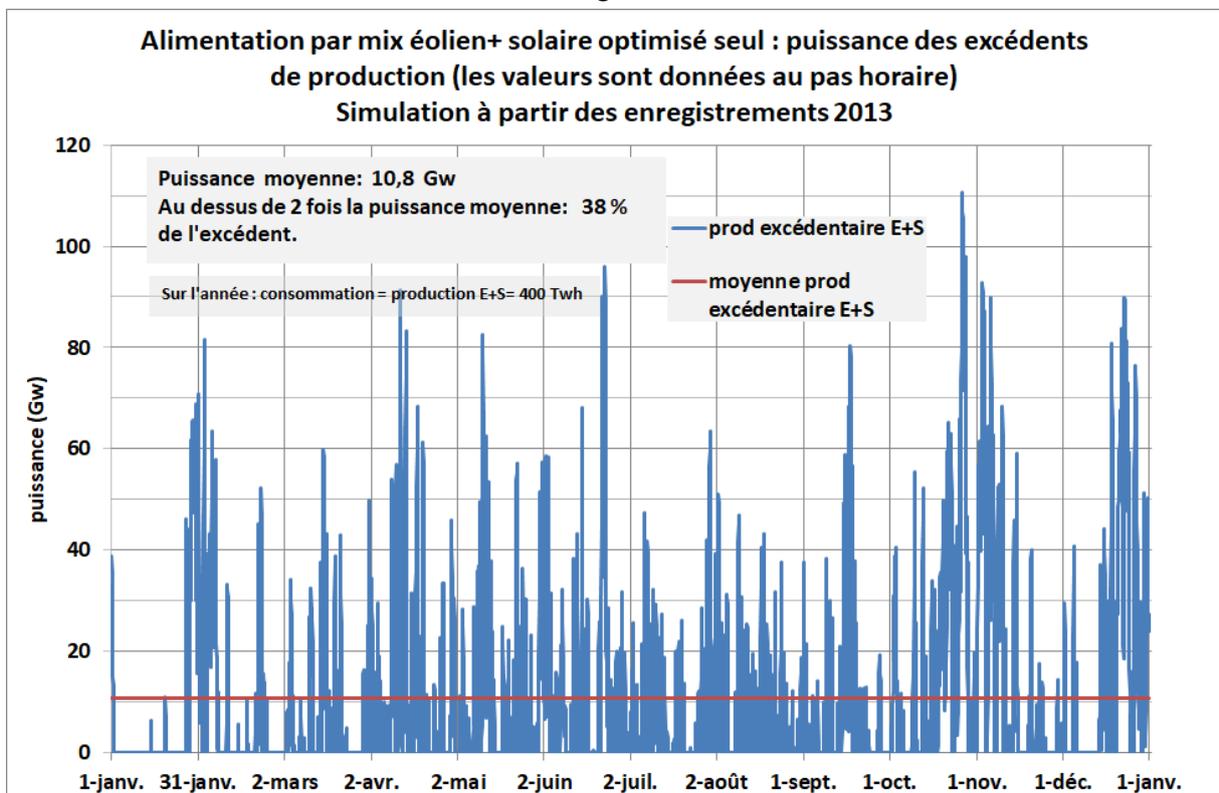
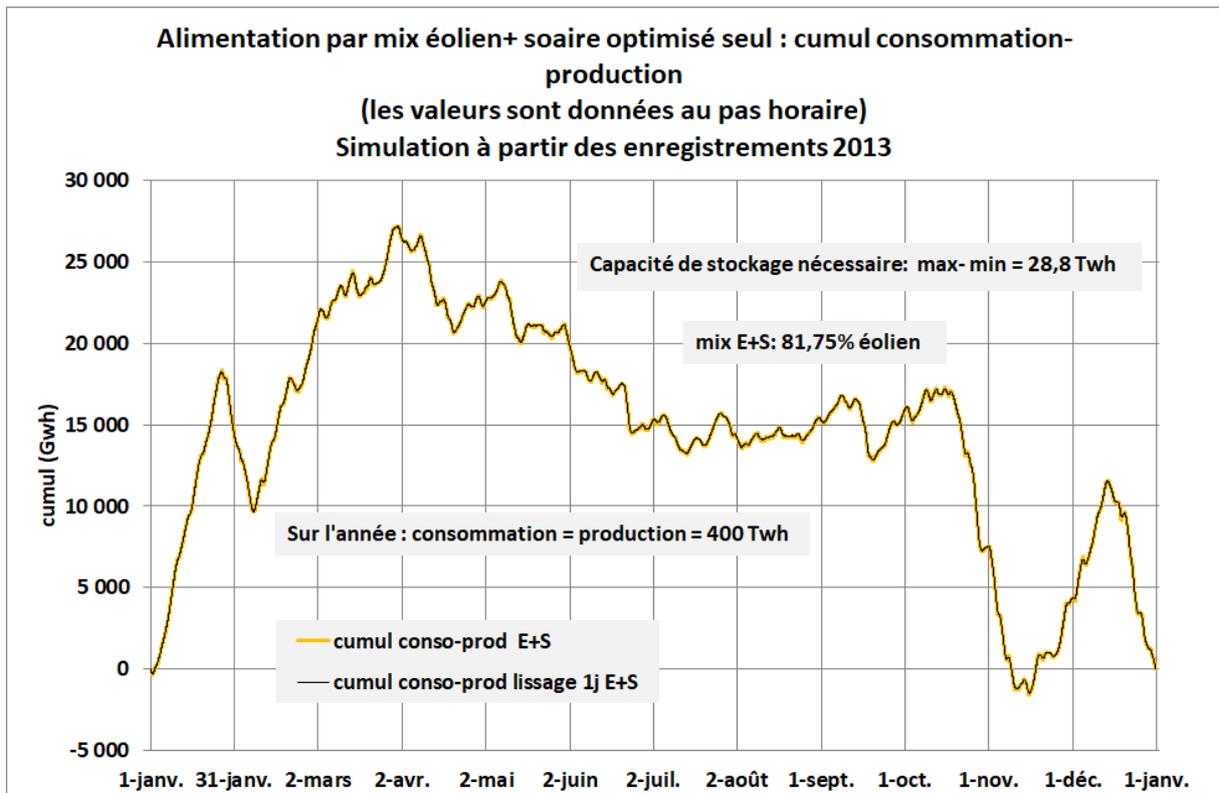


Fig. A2-8



Remarque : ce graphique correspond à la partie négative du graphique de la fig. A2-8 (sans lissage sur 1 jour).

Références

- 1-ADEME (2015) « Un mix électrique 100% renouvelable? Analyses et optimisations- Un travail d'exploration des limites du développement des énergies renouvelables dans le mix électrique métropolitain à un horizon 2050-octobre 2015 »
<https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/mix-electrique-rapport-2015.pdf>
- 2- « Intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en Europe de l'Ouest » - Hubert Flocard et Jean-Pierre Pervès- Sauvons le climat (30/3/2012)
<https://www.sauvonsleclimat.org/fr/base-documentaire/intermittence-et-foisonnement>
- 3- ADEME-ÉTUDE SUR LA FILIÈRE ÉOLIENNE FRANÇAISE -BILAN, PROSPECTIVE, STRATÉGIE- Synthèse (septembre 2017)
https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/filiere_eolienne_francaise_2017-synthese.pdf
- 4-Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire
https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/etude_powertogas_ademe-grdf-grtgaz.pdf
- 5- Groupe d'information sur les éoliennes (La Roche-en-Ardenne) - Aspects techniques de la production de l'électricité par de l'éolien
<http://www.leseoliennes.be/economieolien/hawkinsyield.htm>
- 6- « Pourrait-on alimenter la France en électricité uniquement avec de l'éolien ? » (J.M.Jancovici, 2000, dernière modification 1/7/2014)
<https://jancovici.com/transition-energetique/renouvelables/pourrait-on-alimenter-la-france-en-electricite-uniquement-avec-de-leolien/>
- 7-« Vers quoi l'Allemagne transitionne-t-elle exactement ? »
<https://jancovici.com/transition-energetique/choix-de-societe/vers-quoi-lallemagne-transitionne-t-elle-exactement/>
- 8- Une production nucléaire plus flexible, au service du développement des énergies renouvelables
https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/premier-electricien-mondial/cop21/solutions/pdf/cop21-solutions_flexibilite-nucleaire_vf.pdf
- 9 –ADEME (2018)- « Trajectoire d'évolution du mix électrique 2020-2060 »
https://presse.ademe.fr/wp-content/uploads/2018/12/ADEME_%C3%A9tude_mix-electrique.pdf
- 10- « 100% renouvelable pour pas plus cher, fastoche ? »
<https://jancovici.com/transition-energetique/renouvelables/100-renouvelable-pour-pas-plus-cher-fastoche/>
- 11- « L'ÉCHEC TOTAL DE L'ÉOLIEN EN CE QUI CONCERNE LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE CO2 » <http://www.epaw.org/echoes.php?lang=fr&article=n864>,
- 12- (en page 16) : ADEME « « ÉTUDE SUR LA FILIÈRE ÉOLIENNE FRANÇAISE -BILAN, PROSPECTIVE, STRATÉGIE- Synthèse (septembre 2017)
https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/filiere_eolienne_francaise_2017-synthese.pdf
- 13- Jean-Yves Grandidier/Gilles Luneau « Le vent nous portera – Le pari gagnant de la transition énergétique » (Manifestô-2017)
- 14- LES ÉOLIENNES Rapport du groupe de travail de l'Académie des Beaux-Arts
<http://www.academiedesbeauxarts.fr/upload/Eoliennes/Eoliennes.pdf>
- 15- <https://www.ecologie.gouv.fr/electricite-baisse-6-des-emissions-francaises-co2-en-2019>
- 16- « La panne d'un parc éolien et d'une centrale à gaz est à l'origine de l'une des pires coupures d'électricité de Grande-Bretagne depuis des années »
<https://news-24.fr/la-panne-dun-parc-eolien-et-dune-centrale-a-gaz-est-a-lorigine-de-lune-des-pires-coupures-delectricite-de-grande-bretagne-depuis-des-annees/>
- 17- **Électricité : baisse de 6 % des émissions françaises de CO2 en 2019**
<https://www.ecologie.gouv.fr/electricite-baisse-6-des-emissions-francaises-co2-en-2019>

18-NOTE RTE: PRÉCISIONS SUR LES BILANS CO₂ ÉTABLIS DANS LE BILAN PRÉVISIONNEL ET LES ETUDES ASSOCIEES.

<https://www.concerte.fr/system/files/concertation/Note%20Bilalans%20CO2%20V3.pdf>

19- <https://bilan-electrique-2019.rte-france.com/production-renouvelable/#>

20- Rapport de la Cour des Comptes de mars 2018 sur le soutien aux énergies renouvelables
<https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2018-04/20180418-rapport-soutien-energies-renouvelables.pdf>

21- Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050

[https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/RTE-](https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/RTE-AIE_synthese%20ENR%20horizon%202050_FR.pdf)

[AIE_synthese%20ENR%20horizon%202050_FR.pdf](https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/RTE-AIE_synthese%20ENR%20horizon%202050_FR.pdf)

22- [wikipedia Suivi de charge](https://fr.wikipedia.org/wiki/Suivi_de_charge)

https://fr.wikipedia.org/wiki/Suivi_de_charge

23- Stabilité des réseaux électriques (wikipedia)

https://fr.wikipedia.org/wiki/Stabilit%C3%A9_des_r%C3%A9seaux_%C3%A9lectriques

24- Un système électrique « 100 % renouvelable » est-il réellement possible ? G.Sapy, 15/02/2021
<https://www.sauvonsleclimat.org/fr/base-documentaire/un-systeme-electrique-100-renouvelable-est-il-reellement-possible>

25- Futurs énergétiques 2050 : les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050

<https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques>

26- LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

27- "Futurs énergétiques 2050" - Consommation et production: les chemins de l'électricité de RTE pour la neutralité carbone (18.10.2021)

<https://www.rte-france.com/actualites/futurs-energetiques-neutralite-carbone-2050-principaux-enseignements>

28-AQUASTAT - Système d'information mondial de la FAO sur l'eau et l'agriculture

<http://www.fao.org/aquastat/fr/databases/dams>

29- « Ouest-France, 2021/05/05 : « Pourquoi la France menace-t-elle de couper l'électricité à Jersey ? »

<https://www.ouest-france.fr/leditiondusoir/2021-05-05/pourquoi-la-france-menace-t-elle-de-couper-lelectricite-a-jersey-5e9d84a0-bcbd-44b0-af44-8fb0f13f7e89>

30- Synthèse de la Programmation pluriannuelle de l'énergie

<https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Synthe%CC%80se%20de%20la%20PP%20E.pdf>

31- Programmation pluriannuelle de l'énergie (2019-2023 ; 2024-2028)

<https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20la%20PP%20E.pdf>

32- Wikipedia-Empreinte carbone de l'électricité

https://fr.wikipedia.org/wiki/Empreinte_carbone_de_l%27%C3%A9lectricit%C3%A9

33- Wikipedia-Stockage de l'hydrogène

https://fr.wikipedia.org/wiki/Stockage_de_l%27hydrog%C3%A8ne

34- Stocker l'électricité : l'expérimentation RINGO à Ventavon

<https://www.rte-france.com/projets/nos-projets/stocker-lelectricite-lexperimentation-ringo-ventavon>

35- Film de Charles Thimon « Eoliennes, du rêve à la réalité » (<https://eoliennes-lefilm.com/>)

36- <https://www.lemonde.fr/blog/huet/2017/12/12/president-macron-encore-un-effort-sur-le-nucleaire/>

37-« Des prix négatifs en Allemagne »- Sauvons le climat – F.Poizat-18 juin 2018

https://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/Etude_Poizat_OFNI_juin_2018/Vol-dOFNI.pdf

38- INERIS RÉFÉRENCES LE STOCKAGE SOUTERRAIN DANS LE CONTEXTE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE « Le stockage souterrain d'hydrogène dans le cadre de la transition énergétique. Maîtrise des risques et impacts »-

<https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/ineris-dossier-ref-stockage-souterrain.pdf>

FICHE n° 3

Le statut de priorité à la fois européenne et française de l'éolien et du solaire.

Les privilèges exorbitants qui en résultent

Les autres fiches constitutives du dossier « L'éolien et le solaire, alternatives décarbonées au nucléaire: une arnaque d'anthologie? » sont :

- Fiche n°1 : Terminologie, structure de la production d'électricité.
- Fiche n°2 : Limites de l'éolien et du solaire dans leur utilisation dans un grand réseau électrique et dans sa décarbonation
- Fiche n°4 : L'UE, point singulier dans le panorama mondial de l'éolien et du solaire.

1-Présentation

▪ L'impressionnant développement de l'éolien et du solaire en France, ainsi que dans certains pays européens, résulte mécaniquement des privilèges qui leur ont été conférés, dès 2001, par les directives européennes et la loi française, où il a été de fait inscrit qu'ils étaient la solution pour décarboner presque totalement l'électricité sans faire appel au nucléaire. En aucune façon il ne résulte d'une quelconque compétitivité, qu'elle soit technique ou économique.

En ce qui concerne la compétitivité technique, on a vu par ailleurs (cf. fiche n°2) que l'éolien et le solaire ne permettaient pas de fermer des centrales pilotables, et que rendre utilisable l'électricité produite nécessitait de multiples externalités, dont d'importants développements des réseaux de transport sont les plus évidentes, mais sont très loin d'être les seules. On a vu aussi que, tant que le nucléaire était très important, c'est-à-dire jusqu'en 2040 au moins, sauf si d'ici là on a suffisamment fermé de centrales nucléaires pour les remplacer par suffisamment de centrales thermiques, c'est à du nucléaire qu'ils se substituaient essentiellement, et non au thermique résiduel. Cela signifie que tout ce qui aura été fait depuis le début du siècle, n'aura toujours pas, en 2040, contribué à réduire les l'utilisation de combustible fossile.

Grâce au rapport de la Cour des Comptes de 2018 sur le « soutien aux énergies renouvelables », on dispose d'une estimation de ce qu'aura alors coûté ce qui a été mis en place avant 2018, c'est-à-dire **avant** le début du triplement de l'éolien et le quintuplement du solaire inscrits dans le PPE 2019-2028 (ref.15), et qui sont en cours : environ 120 milliards d'euros, pour des installations qui seront toutes arrivées en fin de vie en 2040, et dont on est d'ores et déjà certains que leur seul résultat aura été une sous-utilisation du parc nucléaire. A titre de comparaison, le coût de la construction de ce parc a été estimé à environ 80 milliards d'euros.

▪ La mise en place du corpus législatif relatif aux « énergies renouvelables » dans le domaine de l'électricité (c'est-à-dire en fait à l'éolien et au solaire), a été effectuée au niveau européen et français, en synergie avec celui du marché de l'électricité, que les commentateurs s'accordent à présenter comme essentiel à la «pénétration des énergies renouvelables».

Le moteur de leur très rapide développement est la conjonction d'une priorité d'injection sur le réseau, ce qui équivaut à une quasi garantie d'achat de toute l'électricité pouvant être produite, et d'un prix d'achat très incitatif garanti par l'Etat pendant 15 ou 20 ans (aujourd'hui, c'est 20 ans). Cela les met totalement à l'abri de la concurrence, tant technique qu'économique.

On verra comment, de leur « introduction » sur le « marché » de l'électricité, l'immense majorité de la population a déduit qu'ils participaient effectivement à ce marché, et que leur impressionnant développement résultait de leur seule compétitivité. On verra comment cela oblige de faire participer, sans d'ailleurs qu'il en ait conscience, le consommateur d'un pays donné à la subvention de l'éolien et du solaire des pays limitrophes. On verra comment cela permet de dédommager les producteurs éoliens de l'électricité qui n'a pu être injectée sur le réseau parce qu'elle était inutilisable.

Une très efficace stratégie d'enfumage a par ailleurs réussi à faire croire à une grande partie de l'opinion publique que, le problème de l'intermittence étant résolu ou à la veille de l'être, alors qu'ils ne l'est absolument pas, on pouvait, pour l'électricité comme pour toutes les autres denrées, raisonner simplement en quantité. Le PPE 2019-2028 (ref.15) ne prévoit-il pas, « pour éviter les surcapacités résultant du développement des énergies renouvelables », la fermeture de 14 réacteurs nucléaires d'ici 2035 ? La mise en place d'un « marché » pour lequel, vu du consommateur, l'électricité est effectivement une denrée comme les autres est un élément essentiel de cette stratégie. Ne lui propose-t-on pas, moyennant un petit supplément, de s'approvisionner uniquement en « électricité verte » ? Les comparaisons économiques avec les sources pilotables classiques ne sont-elles pas systématiquement effectuées, les « prix de marché » servant de référence étant en fait des prix en sortie de la source de production, en comparant des prix de kwh aléatoires et des prix de kwh disponibles à la demande ? Et cela sans qu'aucun commentateur ne s'en étonne plus depuis longtemps.

2- Il a été de fait été posé comme principe, au plus haut niveau juridique, que la lutte pour la réduction des émissions de CO2, en ce qui concerne l'électricité, se confondait avec le développement de l'éolien et du solaire : d'où leur statut extraordinairement privilégié.

2-1 La « transition énergétique » se confond pratiquement avec le développement massif de l'éolien et le solaire

▪ On peut situer en 1990 le point de départ de l'éolien industriel dans le monde, les 3 pays pilotes ayant été l'Allemagne, le Danemark et l'Espagne. C'est en 1996, début de l'implantation massive d'éoliennes, qu'a réellement été lancée en Allemagne la « transition énergétique » (« energiewende »).

A la faveur des subventions nationales, dès la fin de la décennie les industriels de ces trois pays étaient devenus les leaders mondiaux du domaine, et un important lobby éolien s'était constitué au sein de l'Europe.

Dans son Livre Blanc de 1997 (« Energie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables » : ref.14), la Commission Européenne a à la fois pris en compte la nécessité de décarboner la production électrique, et retenu, pour ce faire, le développement massif des « énergies renouvelables », ce qui excluait donc le nucléaire. Ce sont ces principes qui, cette même année, ont été ensuite retenus par le protocole de Kyoto

C'est en 2001 qu'un jeu de directives européennes, immédiatement transcrites dans la loi française, a lancé la « transition énergétique » au niveau de l'UE.

▪ Implanter le plus possible d'éolien et de solaire, tel est ce à quoi se résume en fait le volet « électricité » de cette « transition énergétique ».

En effet, dans les directives, les objectifs n'y sont pas exprimés en termes de réduction des émissions de CO2, contrairement à ce qui aurait dû être, mais en termes de développement de la production issue « d'énergies renouvelables », se retrouvant ainsi être pratiquement des objectifs d'éolien et de solaire, seules sources renouvelables ayant un très fort du potentiel de développement.

C'est ainsi que, suite à un double tour de passe-passe, a été conféré à l'implantation d'éoliennes et de panneaux solaires le statut juridique (et médiatique, car rien de tout cela n'aurait été possible sans l'active complicité des grands médias) de priorité à la fois européenne et nationale. C'est ce statut qui a justifié les privilèges exorbitants qui leur ont été conférés, et dont est mécaniquement résulté leur très rapide développement.

2-2 Privilèges de l'éolien et du solaire.

*2-2-1 Privilèges techniques et financiers : prix d'achat garanti+ garantie d'achat **de fait** de la quasi-totalité de la production potentielle, cela sur X années (aujourd'hui X =20 dans la plupart des cas)*

a) Prix d'achat garanti sur X années.

Fixé par l'Etat, il l'a toujours été de façon à rester très incitatif pour les acteurs concernés, qui sont rémunérés par le bénéfice dégagé : dans le cas de l'éolien: le promoteur éolien, les propriétaires de terrains, l'assistance juridique, la publicité, le lobbying, etc...Une forte incitation était en effet indispensable à l'atteinte des objectifs « ambitieux » (mais le salut de la planète n'était-il pas en jeu?) que la France a accepté de se voir fixés par toutes les directives européennes successives. Que ce prix garanti soit aujourd'hui parfois fixé après mise en concurrence n'a là-dessus qu'une influence marginale.

b) Priorité d'injection sur le réseau⁶⁹, sauf cas de force majeure.

Des dispositions ont été mises en place pour que le producteur soit alors rémunéré au prix garanti de la production qu'il n'a pu écouler^{70,71}.

Il résulte de la combinaison de ces deux privilèges que :

- le promoteur a la certitude d'être rémunéré à un prix garanti très incitatif pour la presque totalité de sa production potentielle sur une très longue durée.
- c'est au reste du monde, et non à lui, de faire en sorte que cette production puisse effectivement être utilisée, et de prendre à sa charge le coût des externalités qui en résultent (développement des réseaux de transport, augmentation de la souplesse d'emploi des sources pilotables, stockage, surcoût d'exploitation des centrales pilotables en back-up, etc...), externalités dont l'importance, assez vite considérable, croît de plus en plus rapidement au fur et à mesure de leur développement: cft fiche n°2 §A4.

De ces externalités résulte que, ainsi que l'a montré l'étude de J.M.Jancovici (« 100% renouvelable pour pas plus cher, fastoche? » : ref. 16), qui compare deux solutions équivalentes du point de vue de la décarbonation, d'une part le remplacement du nucléaire actuel par du solaire et de l'éolien, et d'autre part son remplacement par du nouveau nucléaire (des EPR), le nucléaire est imbattable économiquement : dans tous les cas de figure envisagés, mêmes ceux qui lui sont le plus défavorables, le prix de revient du kwh garanti au consommateur reste au moins 6 fois inférieur.

2-2-2 Dérèglementation de l'installation des éoliennes.

Progressivement mise en place, elle permet aujourd'hui de laminier sur le tapis vert l'opposition à leur installation.

Depuis la loi Brottes⁷² du 24/7/2013, la dérèglementation est à peu près totale. Aujourd'hui, à partir du moment où un promoteur a l'accord du propriétaire, et qu'un certain nombre de règles d'implantation peu limitatives sont respectées, plus rien ne s'oppose en principe à l'installation d'un parc éolien.

Le gouvernement s'attache à accélérer encore les procédures en supprimant ou en compliquant les possibilités de recours⁷³. Le seul obstacle sérieux qui subsiste est qu'il y a, en ce qui concerne le

⁶⁹ Tout ceci résulte du cadre défini, depuis la première directive de 2001, par les directives successives relatives « à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelable ». Le statut prioritaire de l'éolien et du solaire ne se limite pas à la priorité d'injection stricto sensu : cf. la note de l'Office franco-allemand pour la transition énergétique du 13/12/2019 (ref.10).

⁷⁰ L'autorisation de ne pas injecter sur le réseau a été donnée par la directive européenne 2009/28/CE (ref.12). Cette autorisation était de pure forme : directive européenne ou pas, dès qu'une source de production menace la sécurité, elle est déconnectée. Mais préciser que cela pouvait donner lieu à un dédommagement du producteur était nécessaire pour débayer juridiquement le terrain : il ne va pas du tout de soi, en effet, qu'il soit licite que la non utilisation d'un produit inutilisé parce qu'il est inutilisable donne lieu à dédommagement.

⁷¹ La note SFE-SER-FEE-RTE-ENEDIS en ref. 1-« Valoriser les flexibilités de production pour intégrer les EnR aux réseaux électriques » (4/11/2019) précise bien qu'une telle opération reste neutre pour le producteur.

⁷² M. François Brottes, alors député, a ensuite été nommé directeur de RTE.

⁷³ Ainsi le décret Lecornu, promulgué en novembre 2018, impose que les plaintes soient directement instruites en premier et dernier ressort auprès des cours d'appel, ce qui oblige en outre le plaignant à prendre systématiquement un avocat.

désastre écologique et environnemental qu'est à l'évidence l'éolien, contradiction entre la « transition énergétique » et la « transition écologique », qui est une autre priorité de l'UE.

2-3 Tout est actuellement juridiquement extrêmement solide.

Assis sur la nécessité, inscrite dans la loi, qu'il y aurait à avoir remplacé en 2035 au plus tard 1/3 du nucléaire français, et sur les engagements internationaux pris par la France, le contenu du PPE 2019-2028, qui prévoit sur cette période le triplement de l'éolien et le quintuplement du solaire semble juridiquement inattaquable. L'exemple de l'Allemagne montre de plus que, techniquement, ces objectifs sont parfaitement réalisables dans de tels délais (en 2028 on n'en sera même pas au niveau où en était l'Allemagne en 2018...).

2-4 La robustesse du mode de financement par des taxes sur la consommation.

Les objectifs de développement de l'éolien et du solaire sont à l'abri des politiques d'austérité, du fait que l'essentiel des subventions est assuré par des taxes sur la consommation⁷⁴.

Neutre vis-à-vis de la dette publique, ce mode de financement échappe en effet à l'élaboration des budgets annuels, ce qui a mis l'éolien français à l'abri de la mésaventure survenue en janvier 2012 à l'éolien espagnol, dont les subventions étaient assurées par le budget de l'Etat, et dont le développement s'est alors arrêté net.

3- 120 milliards environ : tel est le surcoût, hors prise en compte des externalités, qui résulte des installations approximativement mises en place avant 2018, c'est-à-dire avant le début du triplement de l'éolien et le quintuplement du solaire prévus dans le PPE 2019-2028. Jusqu'à la fin de leur vie, c'est-à-dire jusque vers 2040 pour les plus récentes, elles n'auront donc pratiquement fait que se substituer à une partie de la production potentielle du parc nucléaire, et n'auront toujours pas contribué à diminuer les émissions de CO2.

▪ On se rapportera au rapport de la Cour des Comptes sur le « soutien aux énergies renouvelables » de mars 2018 (ref.3).

Le surcoût de l'éolien et du solaire a deux composantes :

- a) le surcoût résultant du prix d'achat de l'éolien et du solaire en sortie des sources de production, qui est supérieur à celui de l'électricité à laquelle il se substitue.
- b) le coût des leurs externalités (tout ce qu'il est nécessaire de faire ou d'avoir fait pour qu'ils soient effectivement utilisables).

▪ En ce qui concerne la première composante, l'éolien et le solaire étant principalement soutenus par des mécanismes définis dans des contrats de longue durée, la Cour des Comptes considère que le montant des engagements pris par l'Etat dans ces contrats, même s'il ne prend pas en compte l'ensemble des aides, en donne un bon ordre de grandeur.

Le graphique ci-après fournit l'évolution des engagements pris jusqu'à fin 2017, les ENR électriques (en fait pour l'essentiel l'éolien et le solaire) ayant été regroupées avec l'injection de biométhane sur le réseau de gaz (qui reste marginale dans ce total). Le total de ces engagements, de 2018 à l'échéance des contrats (ce qui mène jusqu'à un peu après 2040) se monte à 121 milliards d'euros. Il faut y rajouter une très bonne dizaine de milliards pour les dépenses jusqu'en 2017: le rapport «Julien Aubert» (ref.2) les estime à 9 milliards jusqu'en 2018 pour l'éolien seul.

⁷⁴ Les taxes qui participent à leur soutien sont la CSPE (contribution au service public de l'électricité) et, depuis 2017, la TICPE (taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques).

Au total 121 milliards, c'est un bon ordre de grandeur, hors prise en compte des externalités, du surcoût minimum (puisque hors externalités) de l'éolien et du solaire installés avant 2018 et d'une petite partie de ceux installés depuis. Autrement dit, cela ne prend que très peu en compte le triplement de l'éolien et le quintuplement du solaire inscrits dans le PPE 2019-2028, et qui est en cours.

Ces 121 milliards, c'est aussi, approximativement, ce qu'auront coûté les installations mises en place avant la fin de la dernière décennie, et qui seront donc arrivées en fin de vie vers 2040. Or, au moins jusqu'à cette date, le nucléaire sera resté très important (sauf, bien sûr, si d'ici là on a suffisamment fermé de centrales nucléaires en anticipation pour les remplacer par suffisamment de centrales thermiques...). Ces installations n'auront donc fait servi qu'à se substituer, pour l'essentiel, à une partie de la production potentielle du parc nucléaire : sur ce point essentiel, cf. fiche n°2 (§ A-2-2-3 et annexe 2). Elles auront donc fait double emploi avec ce dernier. On a donc d'ores et déjà la certitude que la deuxième génération d'éoliennes, qui est en cours de mise en place, aura été tout aussi inutile que la première...

À titre de comparaison, la Cour des Comptes avait estimé en 2012 le coût de construction initial de l'ensemble du parc nucléaire français à 72 milliards d'euros (valeur 2010), soit environ 80 milliards d'euros (valeur 2019). 121 milliards, c'est en outre plus que le plan de relance COVID 19...

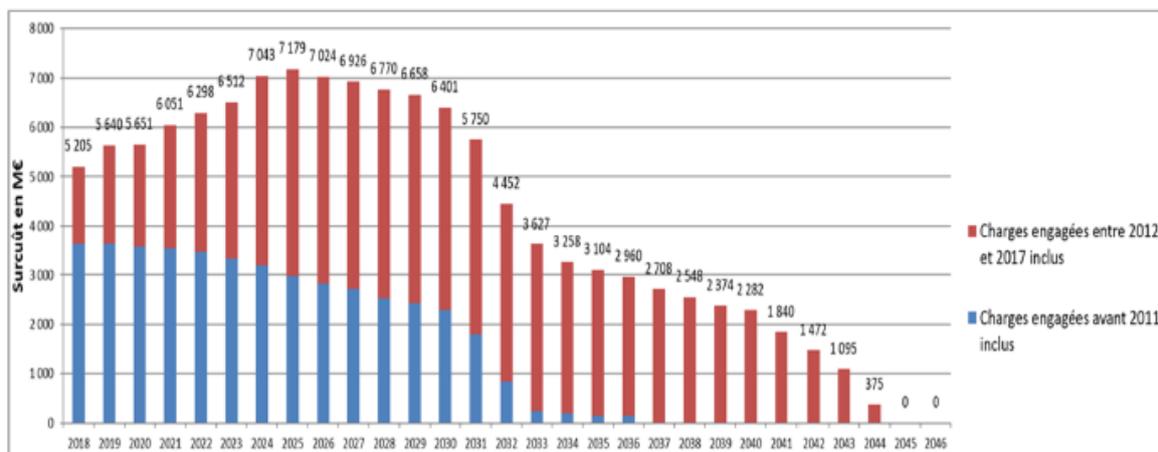
▪ En ce qui concerne la seconde composante, le rapport de la Cour des Comptes (§ D « La nécessaire prise en compte des coûts induits pour les réseaux électriques et le stockage ») indique que l'on n'est absolument pas en mesure d'identifier leur coût du fait que, sauf cas évidents (les raccordements locaux au réseau, par exemple), aucune distinction n'a été faite dans les investissements entre ce qui relevait de ces externalités et ce qui n'en relevait pas.

Soulignons que ces externalités ne se limitent pas à des investissements supplémentaires: il y a aussi les surcoûts d'exploitation. La très forte variabilité de l'éolien et du solaire bouleverse en effet le mode d'exploitation des sources de production pilotables qui doivent assurer leur back-up.

Enfin, l'éolien et le solaire se substituant essentiellement à du nucléaire, et non à du thermique à combustible fossile, il faudrait prendre en compte le coût de la sous-utilisation du parc nucléaire (que l'on peut estimer à 7% en 2019⁷⁵). Il conviendrait en outre de prendre en compte le coût de la fermeture anticipée de Fessenheim, qui est directement liée à la « transition énergétique ».

⁷⁵ cf. fiche n°2, § A-2-2-3 et annexe 2

Graphique n° 9 : prévision d'évolution des dépenses à venir au titre des engagements pris jusqu'à fin 2017 (soutien aux EnR électriques, et au biométhane injecté)



Source : CRE¹⁰³

4- Comment à la fois échapper à toute concurrence et « participer » au marché de l'électricité ? Le rôle clé de ce dernier dans le financement de l'éolien et du solaire, ainsi que dans la stratégie d'enfouissement indispensable à leur développement.

4-1 Un rappel : la conception et l'exploitation des réseaux électriques relève de processus fondamentalement centralisés, et de toutes façons toujours organisés au niveau national.

4-1-1 Plaçons nous d'abord avant l'introduction massive de l'éolien et du solaire.

- Leur conception et leur fonctionnement sont par essence avant tout centralisés, et de toute façon organisés par pays.

Il s'agit en effet, sur la zone couverte par un réseau donné, de faire en sorte que, à tout instant, l'électricité n'étant pas stockable, consommation et production soient rigoureusement équilibrées : dès que l'on s'écarte un peu trop de cet équilibre, le courant ne peut plus être délivré dans les plages de tension ou de fréquences spécifiées, et il doit être mis fin à sa distribution, avec comme conséquence des délestages et, si cela se passe mal, la panne généralisée (« black-out »). On ne peut parvenir à un tel résultat, dont l'obtention nécessite la mise en œuvre de processus complexes, qu'à l'issue de démarches explicitement centrées sur cet objectif :

a) Au niveau de la conception du système.

La France est un cas d'école, puisque, suite à la nationalisation de l'électricité après la seconde guerre mondiale, un seul système, développé et exploité sous une responsabilité unique, a couvert l'ensemble du territoire métropolitain.

Il faut prendre en compte :

- que, à tout moment la puissance pouvant être délivrée doit rester supérieure à la puissance maximum consommée.

- que, l'électricité ne se transportant pas du tout aussi facilement que cela, il doit y avoir cohérence entre l'organisation du réseau de transport, la répartition des sources de production, et celle de la consommation.

- que chaque source de production à un rôle spécifique à jouer. Ainsi, dans le cas de la France :

- . On utilise tout d'abord l'hydraulique au fil de l'eau (il serait stupide de laisser passer l'eau sans la turbine...), ainsi que l'électricité sous-produit d'activités humaines que l'on ne peut déplacer (combustion des ordures ménagères,...).

- . On complète dans la mesure du possible par du nucléaire.

. Cela peut ne pas suffire. Soit parce que l'on est au maximum de la capacité de production nucléaire (ce qui est relativement rare dans le cas de la France). Soit parce que, pour différentes raisons, on ne peut l'utiliser (sa souplesse d'emploi a des limites, il se trouve trop éloigné,...).

On fait alors appel à l'hydraulique à lac, qui lui-même a des limites (elle ne sert pas qu'à la production d'électricité ; de plus, il peut être préférable de réserver son utilisation pour plus tard), puis, en dernier ressort, au thermique à combustible fossile.

Enfin la puissance installée, ainsi que les réseaux de transmission, doivent être très largement surdimensionnés, de façon à pouvoir faire face à la fois aux pics de consommation exceptionnels et aux pannes. Le surdimensionnement de la puissance installée ne peut porter que sur le thermique à combustible fossile, seule source de production qui ne nécessite que de faibles investissements.

Les STEP (barrages réversibles) permettent, dans une certaine mesure, de stocker aux heures creuses les excédents de la production nucléaire, augmentant ainsi le taux d'utilisation du nucléaire.

b) Au niveau de son utilisation.

Il y a pour chaque réseau un gestionnaire de réseau, auquel il revient de faire en sorte que l'équilibre production-consommation soit réalisé à tout instant. La mise en œuvre des sources de production alors connectées sur le réseau relève d'automatismes ou de quasi-automatismes. Evidemment, il aura fallu auparavant déterminer, en fonction des circonstances du moment et des prévisions de consommation, quelles sources de production devront avoir été connectées à un instant donné: il est indispensable d'avoir l'assurance que l'on disposera bien alors de la puissance nécessaire. Cela s'effectue selon la logique générale que l'on vient de voir.

c) Les interconnexions entre réseaux ne changent strictement au fait qu'il s'agit d'un problème fondamentalement centralisé, et qui de toutes façons est organisé par pays.

Les interconnexions entre réseaux permettent :

- de faire face à des situations exceptionnelles (pics de consommation exceptionnels, catastrophes...)
- en temps normal, éventuellement, de faire appel à des sources de production moins onéreuses que celles raccordées au réseau.

En tout état de cause, il ne s'agit que d'une collaboration entre réseaux, qui introduit toutefois le problème de la stabilité de l'ensemble constitué par les réseaux interconnectés (car c'est alors à ce niveau que doit être assuré l'équilibre consommation-production). Cette stabilité n'est possible que parce que chaque réseau a été conçu pour pouvoir assurer son équilibre propre, et qu'à son niveau il y a un gestionnaire pour prendre les mesures nécessaires pour qu'il en soit effectivement ainsi.

Un atout considérable de la France est qu'il y a eu, grâce à l'existence depuis la seconde guerre mondiale d'un monopole intégré, une optimisation d'ensemble à l'échelle du territoire métropolitain. D'où la mise en place, de 1980 à 2000, d'un système absolument remarquable permettant d'assurer, jusqu'en 2040-2060 (sauf exception, dans le monde, la plupart des centrales nucléaires actuelles ont reçu une autorisation d'exploiter pour au moins 60 ans), l'approvisionnement de la France en une électricité à la fois presque totalement décarbonée et particulièrement bon marché (la consommation de la France n'a pour ainsi dire pas évolué depuis 2000).

Cela étant, même si (ce qui est fréquent), plusieurs grands réseaux coexistent dans un même pays, il y a toujours une forte organisation nationale, tant est à la fois fondamentale⁷⁶ et exigeante la nécessité de garantir à tout moment sur le territoire national l'équilibre consommation-production.

⁷⁶ Une totale disponibilité de l'électricité étant aujourd'hui indispensable à presque toutes les activités humaines, et, en conséquence, pouvoir garantir à tout moment la couverture de la consommation est un gage absolument essentiel d'indépendance nationale (lors des récents litiges avec la Grande-Bretagne relatifs aux zones de pêche, n'a-t-il pas été envisagé de couper l'électricité à Jersey (réf. 8).

Cela ne signifie pas l'autarcie, mais la possibilité à tout moment de vivre en autarcie aussi longtemps que nécessaire.

4-1-2 Non seulement l'introduction massive d'éolien et de solaire ne change strictement rien à la nécessité de cette logique centralisée et nationale, mais à peu près tout s'en retrouve beaucoup plus compliqué.

La nécessité de garantir à tout moment sur le territoire national l'équilibre consommation-production demeure évidemment pleine et entière. Mais cette fois-ci (voir fiche n°2) :

- d'une part, comme on ne peut absolument pas compter sur eux, il faut garder en back-up une puissance installée de centrales pilotables toujours au moins égale à la puissance maximum consommée.

- d'autre part, ces puissances pilotables ont cette fois-ci à équilibrer non seulement les variations de la consommation, mais aussi celles de l'éolien et du solaire qui en valeur relative, comme on l'a vu, sont très supérieures à celles de la consommation. Même avec des taux moyens d'injection modestes, ils sont une source majeure de déséquilibre.

- Les « exportations » et « importations » d'éolien et de solaire ne résultent en aucune façon de contrats librement consentis entre l'importateur et l'exportateur, mais des caprices du vent et de l'ensoleillement. Quand par exemple l'Allemagne injecte en un point donné de l'éolien ou du solaire, conformément à la règle européenne transposée dans son droit national imposant qu'on leur donne la priorité, les lois de Kirchoff étant ce qu'elles sont, il se répand sur l'ensemble des réseaux nationaux en fonction de la capacité des lignes et de leur encombrement, jusqu'à ce qu'il ait été consommé, ou dissipé par les pertes en ligne.

L'exportation est indispensable à l'exportateur : sans cela non seulement l'évacuation de l'excédent de production ne peut contribuer à stabiliser son réseau mais il est financièrement perdu⁷⁷. En ce qui concerne l'importateur, cela contribue toujours à déstabiliser son réseau⁷⁸. Si cela tombe à un moment où il est fait largement appel au thermique à combustible fossile, ou à un moment où cela permet de différer l'utilisation de l'eau stockée dans des barrages, cela peut tout de même être une bonne affaire. Si, comme c'est essentiellement le cas en France, cela diminue le taux d'utilisation des centrales nucléaires, ce qui de plus ne diminue pas les émissions de CO₂, c'est une très mauvaise affaire.

4-2 Tout cela nécessite en permanence des choix par les autorités responsables, mais ce sont elles, seules à détenir les informations pertinentes, qui doivent effectuer les mises en concurrence nécessaires. Il n'y a là aucune place pour un quelconque marché.

Dans le cas de la France, que l'on vient de prendre en exemple, on ne voit pas très bien comment le « marché », par un processus en quelque sorte darwinien, aurait pu aboutir au système mis en place à la fin du siècle dernier.

A l'extrémité de la chaîne, il s'agit de décider à un instant donné quelles sources de production doivent injecter sur le réseau la puissance nécessaire : cela relève d'automatismes ou de quasi automatismes. A supposer que la main invisible d'Adam Smith retrouve les règles régissant ces automatismes, on ne voit pas comment elle pourrait avoir la célérité nécessaire pour réagir en temps utile.

⁷⁷ Dans la logique de la « transition énergétique », il faut aussi que l'importateur rémunère l'exportateur. La combinaison d'un marché et du système de complément de rémunération le permet (cf. §4-4).

⁷⁸ La Pologne, excédée, a installé à sa frontière avec l'Allemagne, en 2015, des transformateurs déphaseurs lui permettant de maîtriser les flux en provenance de son voisin. Voir à ce sujet l'étude de « Sauvons le climat » en ref.4. Depuis 2015, il est de fait que les exportations nettes vers la Pologne ont fortement diminué.

Quant aux prix de vente aux consommateurs, on ne voit pas comment ils pourraient être correctement fixés autrement qu'en prenant en compte dans son ensemble le système de production et de distribution, et dans le cadre d'une stratégie de long terme. Autrement dit, il ne peut s'agir que de prix réglementés. Comme on l'a vu au §3-1, pour des raisons qui tiennent à la fois à la nature de l'électricité et à l'objectif recherché, qui est aussi pointu techniquement qu'il est essentiel (assurer en permanence l'équilibre consommation-production sur une zone **donnée**, l'électricité y étant indispensable à la vie de tous les instants), cela ne peut se faire qu'au niveau d'un pays.

4-3 Le marché mis en place par l'UE : une construction surréaliste, totalement inefficace si l'on considère ses objectifs affichés, mais féconde en opportunités de profit.

4-3-1 Ses objectifs, tels qu'ils sont rappelés dans le préambule des directives concernées (cf. par exemple ref.5)

« Le marché intérieur de l'électricité, dont la mise en œuvre progressive dans toute la Communauté est en cours depuis 1999, a pour finalité d'offrir une réelle liberté de choix à tous les consommateurs de l'Union européenne, qu'il s'agisse de particuliers ou d'entreprises, de créer de nouvelles perspectives d'activités économiques et d'intensifier les échanges transfrontaliers, de manière à réaliser des progrès en matière d'efficacité, de compétitivité des prix et de niveau de service et à favoriser la sécurité d'approvisionnement ainsi que le développement durable ».

4-3-2 L'introduction d'un acteur totalement nouveau, le « fournisseur », uniquement pour faire fonctionner le marché.

▪ Dans le schéma mis en place par l'UE, c'est le consommateur lui-même qui active la concurrence, par son libre choix du « fournisseur », qui ensuite, dans le cadre du marché, met en concurrence les « producteurs » d'électricité, lesquels alimentent des réseaux qui ont été totalement séparés de la production. Tout cela sous l'autorité d'un « régulateur » (en France, la CRE a été mise en place pour assurer cette fonction). Le rôle du « fournisseur » est en fait un simple rôle de trader⁷⁹ : il n'a strictement aucun rôle technique. Un « producteur » peut être aussi « fournisseur » (tel est le cas d'EDF), mais à peu près n'importe qui peut devenir « fournisseur ». Il n'y a pas de limitation du fait de la nationalité, ni même de l'appartenance ou non à l'Union Européenne.

C'est ainsi que, si l'on en croit les objectifs rappelés au §4-3-1, non seulement le prix à la consommation de l'électricité diminuera, mais, de plus, les investissements seront dorénavant orientés vers les moyens et les systèmes optimaux pour l'avenir : le marché règlera désormais tous les problèmes. A condition toutefois que rien ne l'entrave, notamment des démarches nationales; il est en particulier indispensable que le consommateur ait le libre choix de son fournisseur, et que la concurrence entre fournisseur soit « libre et non faussée ».

▪ On est en plein surréalisme. Il n'en reste pas moins que tout cela est inscrit dans des directives européennes et dans la loi française et que, dans le cadre de la construction de « l'Europe de l'électricité », le chantier de la mise en place d'un marché de l'électricité a été lancé à la fin du siècle dernier et, que, en France, l'ensemble du dispositif est en place depuis 2010. La déconnexion totale entre le dogme et la réalité des problèmes physiques a ainsi accouché d'un système dont le fonctionnement, inextricable, défie l'analyse, et dont résultent d'innombrables effets pervers.

Est-il surprenant que le succès ne soit pas au rendez-vous, comme d'ailleurs apparemment partout où dans le monde une telle organisation a été mise en place? On pourra (entre autres...) lire l'ouvrage désabusé de J.Percebois et J.P.Hansen, pourtant fervents adeptes du libre-échange (« Ce que

⁷⁹ Comme pour le pétrole, par exemple, le marché physique de l'électricité est doublé d'un marché financier, de façon à ce que les fournisseurs puissent se couvrir vis-à-vis des variations du prix de l'électricité.

l'Europe et les marchés n'ont pas su nous dire, Transitions électriques » ; ref.6), et le constat d'échec qui y est présenté⁸⁰), ainsi que les commentaires qui en sont faits par de S. Huet « Le marché et l'électricité, le dogme perd l'Europe » (ref.7).

▪ Le marché est évidemment incapable de rémunérer correctement les différents acteurs.

Le prix réglementé fixé par un monopole intégré bien géré au service de l'intérêt général (ce qui était objectivement le cas de la France jusqu'à une époque encore récente) permet à la fois de rémunérer correctement les différents acteurs dans le cadre d'une stratégie à long terme, tout en intégrant le souci que, pour le consommateur, le prix de vente reste aussi bas que possible. Tout cela ne peut se faire que dans le cas d'un monopole intégré, ce qui ne peut se faire que dans un cadre national.

Ici, rien de tel :

- le marché ne prend en compte que les prix de l'électricité en sortie des sources de production. Il ne prend pas en compte le coût des externalités nécessaires pour que cette production soit effectivement délivrée au consommateur. Et ces externalités ne sont pas les mêmes pour toutes les sources de production: comme on l'a vu, elles sont extrêmement importantes pour l'éolien et le solaire.

- les prix issus des bourses de l'électricité ignorent le long terme: ce sont essentiellement les coûts marginaux qui interviennent dans leur formation, et non pas les coûts de revient. Ainsi le thermique, qui a le coût marginal le plus élevé, est acheté à son coût marginal, et ne peut plus couvrir ses frais fixes.

▪ Le marché n'a à peu près aucune influence sur la composition du « mix » injecté sur le réseau à un instant donné. Pour arriver à faire tant bien que mal fonctionner le système, il a fallu rajouter des « marchés de capacité ».

Comme on l'a vu au §4.1, cette composition relève en effet d'automatismes ou de quasi automatismes. Il se trouve toutefois que l'ordre d'appel des différentes sources correspondant à l'optimum technique est, grosso-modo, celui par coûts marginaux croissants, le thermique étant toujours appelé en tout dernier, ce qui a pu donner l'illusion que le marché pouvait régenter la composition du mix.

Comme on l'a vu aussi, en fait, la seule chose qu'il y avait à décider (et cela de façon absolument impérative), c'était les sources de production qui doivent avoir été rendues disponibles à un instant donné. Mais le marché ne le permet pas. Aussi a-t-on imposé à chaque fournisseur d'apporter la garantie que ses clients disposeront à tout instant de la puissance nécessaire pour couvrir leur consommation. D'où, pour qu'il puisse le faire, et le faire au meilleur coût, des « marchés de capacités », où l'on s'échange cette fois-ci du kw, et non pas du kwh, et où les capacités peuvent être aussi bien négatives que positives. L'éolien et le solaire ont amené avec eux un véritable gisement de marchés de capacité, permettant aux consommateurs de monnayer des engagements à diminuer leur consommation (marché de l'effacement), ou au contraire à l'augmenter, aux producteurs éolien de monnayer des engagements à limiter leur production, etc...

▪ Vers des régressions phénoménales?

On ne le réalise peut-être pas, mais cela fait maintenant un siècle que l'électricité fait partie de la vie courante, au même titre que l'eau du robinet, et que sa distribution témoignant d'une remarquable fiabilité, elle intervient à tout instant dans presque toutes les activités humaines. Cette fiabilité, qui ne coule pas de source vu l'extrême complexité de ce qu'il faut mettre en œuvre de façon coordonnée,

⁸⁰ Il est piquant de constater que, en conclusion, les auteurs plaident pour un retour aux choix publics au niveau de chaque pays (pas de l'UE...), et pour que la « concurrence par le marché » cède le pas à une « concurrence pour le marché », qui n'est autre que la mise en place, pour un territoire donné, de l'organisation de la concurrence par une entité unique pour la mise en place du système, pour son exploitation, et pour l'achat de l'électricité produite...

n'a été permise, comme on l'a vu, que par une conception et une mise en œuvre centralisées des systèmes de production et de distribution d'électricité.

Or ce qui a été mis en place, avec un marché piloté par le consommateur, est la négation de l'idée même qu'une centralisation soit nécessaire. C'est comme si, à la fois pour la conception d'un avion et pour son pilotage, on avait décidé de se reposer uniquement sur des mécanismes de marché mis en œuvre par les passagers... En fait, dans ce délirant système, où la mise en concurrence des différentes sources n'est pas effectuée par le seul acteur à même d'apprécier l'utilité réelle de leur production, en l'occurrence l'organisme en charge du bon fonctionnement du réseau, qui devrait être l'acheteur unique, mais par des traders dont la seule motivation est la recherche du profit, et qui sont eux-mêmes mis en concurrence par les utilisateurs, on a permis de découpler le prix d'achat de l'électricité aux producteurs de la valeur réelle du service rendu. Avec tout ce qui peut en résulter de dysfonctionnements et de tripatouillages divers et variés.

Pour le moment, cela n'a encore eu que des incidences limitées sur le fonctionnement du système français. En gros, malgré l'introduction du marché, malgré l'éclatement du monopole intégré qui l'a accompagné (nul besoin de maintenir une responsabilité d'ensemble, puisque dorénavant le marché résout tous les problèmes...), on a conservé le système en place, qui avait été largement surdimensionné et fonctionnait parfaitement. On continue, physiquement, à faire à peu près comme avant. Il reste que l'incapacité du marché et de responsabilités désormais éparpillées à appréhender les problèmes globalement et sur le long terme permet d'être très inquiet pour l'avenir. On peut probablement lui attribuer la fermeture, entre 2013 et 2017, de 6,8 Gw de puissance installée de centrales thermiques (ref.13), certes potentiellement polluantes, mais qui polluaient très peu puisque, n'étant utilisées qu'en tout dernier ressort, elles étaient très peu utilisées. Mais de ce fait elles étaient peu rentables. C'est de cette fermeture⁸¹, conjuguée à celle des 2 réacteurs de 900 Mw de Fessenheim, que résultent les tensions actuelles sur le réseau français, qui se sont manifestées lors de l'hiver dernier.

Comment le marché, incapable de traiter correctement au niveau d'un pays donné le problème de la production et de la distribution d'électricité en l'absence d'éolien et de solaire, deviendra-t-il miraculeusement capable de le faire au niveau de l'UE, avec en supplément les inextricables problèmes posés par leur introduction massive?

4-3-3 Le pillage par les « fournisseurs » de la « rente nucléaire ».

D'une part la majeure partie de l'électricité française est nucléaire, et d'autre part le prix de revient du nucléaire actuel, qui est amorti, est très nettement moins élevé que celui des toutes les autres sources, hydroélectricité mise à part. D'où d'exceptionnelles possibilités de profit. Afin que, d'une part, les « fournisseurs » autres qu'EDF fournisseur aient suffisamment d'électricité à vendre et que, d'autre part, ils soient sur un plan d'égalité avec EDF fournisseur⁸², la loi NOME, en 2010, a imposé à EDF producteur de leur vendre à son prix de revient le nucléaire historique jusqu'à un plafond de 100 Twh par an (soit plus du quart de la production nucléaire). Ce prix de revient, qui n'a pas évolué depuis 2012 (42 € le Mwh) est fixé par l'Etat. L'enjeu étant des milliards d'euros à gagner simplement sur le tapis vert, il est évidemment contesté comme trop élevé par les « fournisseurs », parmi lesquels on trouve les poids lourds que sont ENGIE et Total, ainsi que des électriciens majeurs des pays limitrophes (cf. ref.9).

Il s'agit bien de pillage. Certes effectué en toute légalité, mais du pillage tout de même. La justification invoquée a été qu'EDF, entreprise nationale, avait bénéficié d'aides de l'Etat. D'une part

⁸¹ Evidemment, s'agissant de centrales au charbon, il s'agit probablement aussi d'un geste politique.

⁸² Dans la logique mise en place, rappelons que ce ne sont pas les « producteurs » qui doivent absolument être mis sur un pied d'égalité: ce sont les « fournisseurs » qui mettent en concurrence les « producteurs ». Le dogme est que la recherche par les fournisseurs du profit maximum ne peut conduire à l'optimum que dans le cadre d'une concurrence non faussée.

c'est inexact: la construction du parc nucléaire a en fait été intégralement financée par l'emprunt. D'autre part, même si cela était exact, il reste que, la rente nucléaire étant le produit d'un investissement effectué par la collectivité nationale, on ne voit pas pourquoi elle ne lui reviendrait pas.

4-4- Eolien et solaire : le rôle essentiel du « marché » dans leur rémunération et dans une stratégie d'enfumage.

4-4-1 Le « complément de rémunération » : comment à la fois échapper à toute mise en concurrence et « participer » au marché?

Comme on l'a vu, l'éolien et le solaire, ce qui est parfaitement logique du fait de leur statut de priorité à la fois nationale et européenne, échappent totalement à la concurrence: la priorité d'injection équivaut à une quasi garantie d'achat, et l'achat est effectué à prix garanti. La différence entre le prix garanti et le prix de l'électricité remplacée était en totalité payée au producteur par EDF, puis récupérée par cette dernière sous forme de taxe. Depuis 2017, le producteur a accès au marché, ce qui lui permet de percevoir directement une partie de sa rémunération⁸³, EDF n'ayant plus qu'à compléter jusqu'au prix garanti par un « complément de rémunération ».

L'objectif de cette disposition, qui s'inscrit totalement dans la logique de la « transition énergétique », est de faire en sorte que le consommateur d'un pays donné participe à la rémunération des producteurs éolien et solaire des pays voisins, déchargeant ainsi ces derniers d'une partie de la subvention de leurs excédents de production « exportés ». Au fur et mesure de la croissance des puissances installées d'éolien et de solaire et du développement des liaisons transfrontalières, cela deviendra de plus en plus essentiel.

4-4-2 Comment, grâce à la conjonction du marché et du progrès technique, l'électricité est devenue une denrée comme les autres...

Vu du consommateur, depuis l'introduction de la « concurrence dans l'électricité », l'électricité se présente comme une denrée comme les autres, où l'on peut raisonner en quantité, où l'on peut choisir sa marque préférée, etc... Aujourd'hui une large fraction de la population croit sincèrement que, effectivement, tel est bien le cas. Son supermarché ne lui propose-t-il pas de temps à autre, moyennant un petit supplément, de l'approvisionner exclusivement en électricité verte⁸⁴ ?

Elle pense sincèrement qu'il n'y a rien d'anormal à comparer, comme tous les spécialistes qu'elle voit s'exprimer sur ce sujet, des coûts de kwh en sortie de réacteurs nucléaires pilotables et de kwh en sortie d'éoliennes. Elle pense même sincèrement que, le problème de l'intermittence étant résolu ou à la veille de l'être, remplacer des centrales nucléaires par des éoliennes sécurisera notre approvisionnement : nos œufs ne seront plus tous dans un même panier. Totalement ignorante de la priorité d'injection, elle a déduit de l'introduction de l'éolien et le solaire sur le marché qu'ils étaient effectivement mis en concurrence, et que leur très rapide développement résultait de leur seule compétitivité, juste aidée par un petit coup de pouce financier. Coup de pouce qui ne saurait être que provisoire, le prix de revient du kwh produit, ainsi qu'on nous l'explique en permanence, et qui de plus n'est pas inexact, ne cessant de baisser.

4-4-3. Rémunération des « flexibilités de production ».

L'écrêtage des productions éoliennes permet, moyennant une perte limitée de production, de diminuer considérablement les contraintes sur le réseau. Il est plus intéressant et plus simple de payer pour cela

⁸³ Comme, ayant priorité d'injection, il est certain d'écouler sa production, il peut s'aligner sur le prix le plus élevé (celui du thermique, en l'occurrence). Etant de plus certain d'être en définitive rémunéré au prix garanti, il lui est indifférent que ce prix soit bas, voire négatif, ce qui arrive lorsqu'il y a une surproduction d'éolien et de solaire.

⁸⁴ Les « garanties d'origine », ou « certificats verts », sont un dispositif introduit dès 2001 par l'UE pour inciter les « fournisseurs », en leur permettant de la vendre plus cher, à acheter prioritairement de l'électricité « verte ».

le producteur que de réaliser les investissements nécessaires (cf. ref.1 et 11). De même, en limitant volontairement la production d'un parc éolien, on peut, dans une certaine mesure, le faire participer à l'équilibrage consommation-production, ce qui pose aussi le problème du dédommagement du producteur. Tout cela peut se faire, en toute discrétion, par des transactions sur le marché approprié.

Références

- 1- Note UFE-« Valoriser les flexibilités de production pour intégrer les EnR aux réseaux électriques » (4/11/2019)
https://ufe-electricite.fr/IMG/pdf/note_flexibilites_et_s3renr_4_novembre_2019_vf.pdf
- 2- Rapport dit « Julien Aubert » (annexe 18 au rapport n°1990 de l'Assemblée Nationale ; 5/06/2019)
<http://www.assemblee-nationale.fr/15/rapports/r1990-a18.asp>
- 3- Cour des Comptes « LE SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES » (mars 2018)
- 4- « Des prix négatifs en Allemagne »- Sauvons le climat – F.Poizat-18 juin 2018
https://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/Etude_Poizat_OFNI_juin_2018/Vol-dOFNI.pdf
- 5- Directive UE 2019/944
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>
- 6- Jacques Percebois, Jean-Pierre Hansen, Odile Jacob « Ce que l'Europe et les marchés n'ont pas su nous dire, Transitions électriques » (Odile Jacob).
- 7- S.Huet « Le marché et l'électricité, le dogme perd l'Europe » 4/09/2017
<https://www.lemonde.fr/blog/huet/2017/09/04/le-marche-et-lelectricite-le-dogme-perd-leurope/>
- 8- <https://www.rtl.fr/actu/debats-societe/jersey-la-france-peut-elle-couper-l-electricite-a-l-ile-britannique-7900030680>
- 9- <https://www.fournisseurs-electricite.com/guides/acteurs/arenh#principes>
- 10- Le statut prioritaire de l'électricité renouvelable en France et en Allemagne
Note de l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (13/12/2019)
<https://energie-fr-de.eu/fr/systemes-marches/actualites/lecteur/le-statut-prioritaire-de-lelectricite-renouvelable-en-france-et-en-allemande.html>
- 11- Flexibilité et service réseau : quelle place pour l'éolien ?
<https://www.actu-environnement.com/ae/dossiers/eolien-fee-territoire/Flexibilite-service-reseau-place-eolien.php>
- 12- DIRECTIVE 2009/28/CE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE
- 13- <https://www.lemonde.fr/blog/huet/2017/12/12/president-macron-encore-un-effort-sur-le-nucleaire/>
- 14- le Livre Blanc de la Commission Européenne de 1997: "Energie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables »
(http://europa.eu/documents/comm/white_papers/pdf/com97_599_fr.pdf)
- 15- Programmation pluriannuelle de l'énergie (2019-2023 ; 2024-2028)
<https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%CC%81nergie.pdf>
- 16- « 100% renouvelable pour pas plus cher, fastoche ? »
<https://jancovici.com/transition-energetique/renouvelables/100-renouvelable-pour-pas-plus-cher-fastoche/>

Fiche n°4

L'UE, point singulier dans le panorama mondial de l'éolien et du solaire.

Les autres fiches constitutives du dossier « L'éolien et le solaire, alternatives décarbonées au nucléaire: une arnaque d'anthologie? » sont :

-Fiche n°1 : Terminologie, structure de la production d'électricité.

- Fiche n°2 : Limites de l'éolien et du solaire dans leur utilisation dans un grand réseau électrique et dans sa décarbonation.

-Fiche n°3 : Le statut de priorité à la fois européenne et française de l'éolien et du solaire ; les privilèges exorbitants qui en résultent

- **Une capacité certaine à décarboner sans problème majeur une petite proportion d'une production mondiale aux 2/3 carbonée.**

On a vu (fiche n°2: les limites de l'éolien et du solaire dans leur utilisation dans un grand réseau électrique et dans sa décarbonation) que, si injecter sur un réseau une proportion d'éolien et de solaire qui reste faible (dans un pays ayant la géographie de la France, 5 à 10% en moyenne sur l'année, pour fixer les idées) ne pose pas de difficulté majeure, les problèmes (et les coûts) croissent ensuite de plus en plus rapidement. Outre que de plus en plus de lignes de transport sont à construire et à renforcer, ils deviennent la source majeure d'instabilité des réseaux, il est de plus en plus nécessaire de tout réorganiser autour d'eux et, quels que soient les efforts que l'on y consacre, on bute, du fait de l'impossibilité de stocker l'électricité à l'échelle nécessaire avec un rendement acceptable, sur des limites physiques que l'on peut situer entre 55% et 65%, et qui sont de toutes façons très éloignées du taux de 100% qui permettrait une décarbonation complète.

Du fait de leur intermittence, ils ne permettent pas de fermer des centrales pilotables: ils ne peuvent que se substituer à une partie de leur production potentielle. L'électricité étant produite essentiellement à partir de combustible fossile dans la plupart des pays (au total elle constitue les 2/3 de la production mondiale), cela leur donne tout de même un potentiel de décarbonation certes limité en pourcentage, mais qui en valeur absolue peut être tout à fait considérable.

Evidemment, leur intérêt est à apprécier en fonction de la géographie du pays concerné. Ainsi, il est évident que, dans les régions du monde qui, une grande partie de l'année, sont fortement et en permanence ensoleillées, le solaire, certes toujours coûteux, peut potentiellement réduire significativement réduire l'utilisation des centrales thermiques.

- **Une développement qui nécessite toujours des décisions gouvernementales. Elles peuvent résulter d'analyses objectives, mais aussi de considérations politiques et du lobbying des intérêts concernés.**

Même lorsqu'ils représentent un faible pourcentage de la production, leur implantation nécessite toujours qu'on leur donne un statut technique privilégié (priorité d'injection), que l'on développe des raccordements au réseau, et que l'on veille à ce qu'ils ne déstabilisent pas le réseau (pour cela il faut parfois localement rajouter des centrales thermiques). L'électricité produite est en outre aujourd'hui toujours plus chère que celle produite à partir de combustible fossile. Il en résulte que, dans tous les

cas, le prix de revient du Kwh garanti au niveau du consommateur est toujours très supérieur à celui de toutes les sources classiques. De plus, dans beaucoup de pays, on ne construit pas n'importe quoi n'importe où, et, pour ne pas se retrouver bloquée, l'installation massive d'éoliennes doit en pratique être très fortement dérèglementée. Leur utilisation passe donc toujours par des décisions gouvernementales.

Ces décisions peuvent être assises sur des analyses objectives. Mais elles peuvent aussi résulter, comme le montre l'exemple caricatural de l'Union Européenne et des pays qui, comme la France, se sont rattachés à sa politique, de la conjonction de l'importance politique des écologistes, qui sont de plus en général antinucléaires, du lobbying de tous les intérêts associés à leur développement, ainsi que de leur poids dans les médias de masse.

• **Une production essentiellement concentrée dans la zone d'influence occidentale (UE et USA) et dans les pays continents en pleine expansion que sont la Chine et l'Inde.**

▪ Il ressort de la figure 1 que l'essentiel de l'éolien est concentré en Chine (36% de la puissance installée mondiale fin 2019), dans l'Union Européenne (28%), aux USA (16%) et en Inde (6%). Le total de la puissance installée des autres pays ne représentait que 14%. Cette hiérarchie demeure la même si l'on considère le total éolien+solaire.

Le tableau de la fig.2 montre que l'UE, avec un pourcentage de 16% de sa production totale, est réellement un point singulier. Partout ailleurs, même aux USA, on est en dessous de 10%. En effet, sauf dans certains états des USA comme la Californie, nulle part ailleurs dans le monde il n'a été jugé intéressant, compte tenu des limites de l'éolien et du solaire, de se lancer dans leur développement massif pour décarboner l'électricité en profondeur. On notera ainsi l'absence quasi-totale d'éolien dans de grands pays industriels comme la Russie et la Corée du Sud (respectivement 0,12% et 0,7% de la production nationale en 2019).

▪ Les pays continents en pleine expansion que sont la Chine (fig.3) et l'Inde sont dans une situation tout à fait particulière: la production électrique y croît autour de 5% par an, et cette croissance ne peut être assurée, pour l'essentiel, que par la construction de centrales thermiques au charbon, dont ils ont d'abondantes ressources. On peut penser qu'ils sont parfaitement conscients des problèmes de pollution qui en résultent, mais construire des centrales nucléaires nécessite des investissements considérables et prend beaucoup de temps. En ce qui concerne l'hydraulique, son potentiel de croissance est dorénavant limité, du moins en Chine. L'incinération des déchets ne peut prétendre devenir une source majeure. Pour limiter significativement la croissance de l'utilisation du combustible fossile, il ne reste donc que l'éolien et le solaire, dont, du moins au début, l'implantation peut être très rapide : on peut se contenter d'un raccordement à ce qui existe, en rognant plus ou moins sur les marges de sécurité.

A la fois la Chine et l'Inde comptent sur de très ambitieux programmes nucléaires civils pour progressivement décarboner en profondeur leur électricité. Bien que croissant en Chine au rythme annuel de 14%, le nucléaire n'y fournissait toutefois, fin 2019, qu'environ 4,5 % de la production totale, et l'éolien et le solaire environ 8,5%. Pour encore longtemps il n'y a aucun risque que, contrairement à ce qui se passe en France, ces derniers se substituent essentiellement à une partie de la production potentielle des centrales nucléaires, et non des centrales thermiques.

A noter que ces pays investissent tous deux fortement dans la mise en place d'une filière thorium, dont les réserves mondiales sont beaucoup plus importantes que celles d'uranium, et dont ils sont eux-mêmes largement pourvus.

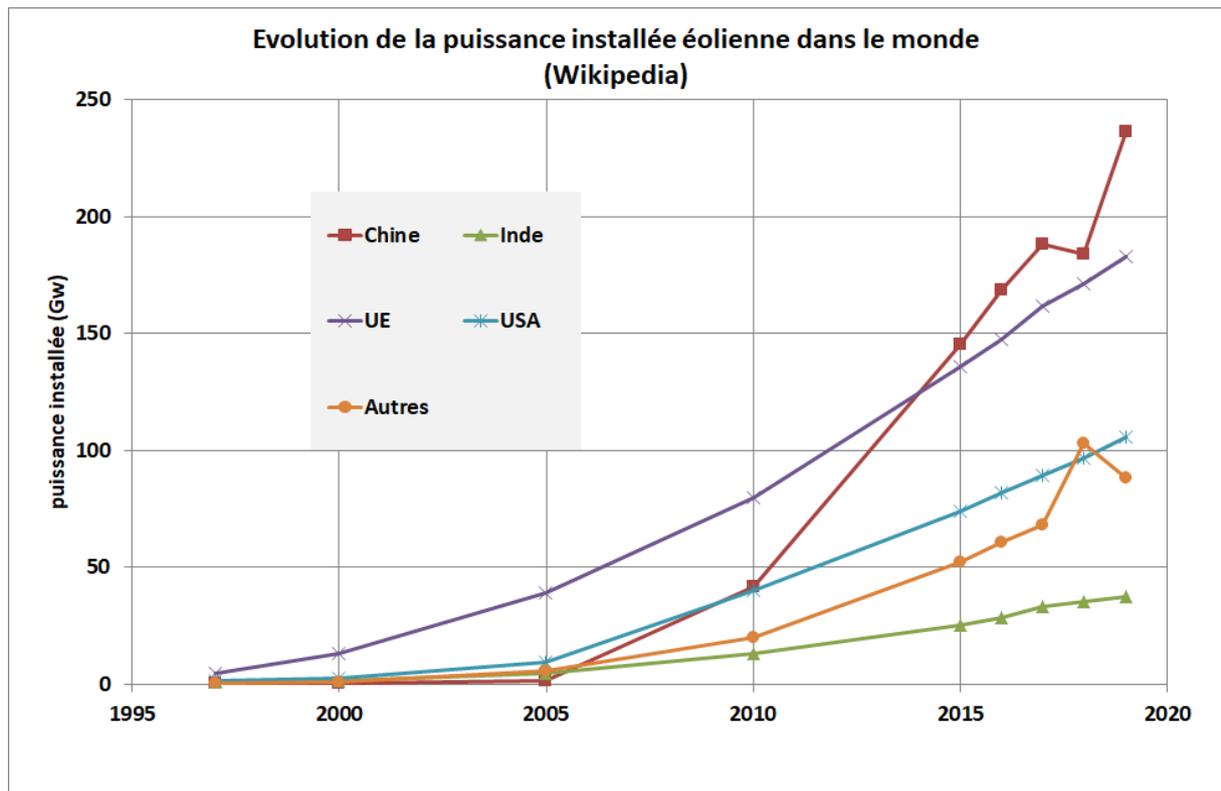


Fig.1

Pourcentage de la production électrique nationale pour l'éolien et le solaire (2019)				
	Chine	UE	USA	Inde
éolien	5,6%	11,8%	7,1%	1,7%
solaire	2,9%	4,0%	2,2%	1,2%
éolien+solaire	8,4%	15,8%	9,3%	2,9%

Fig.2

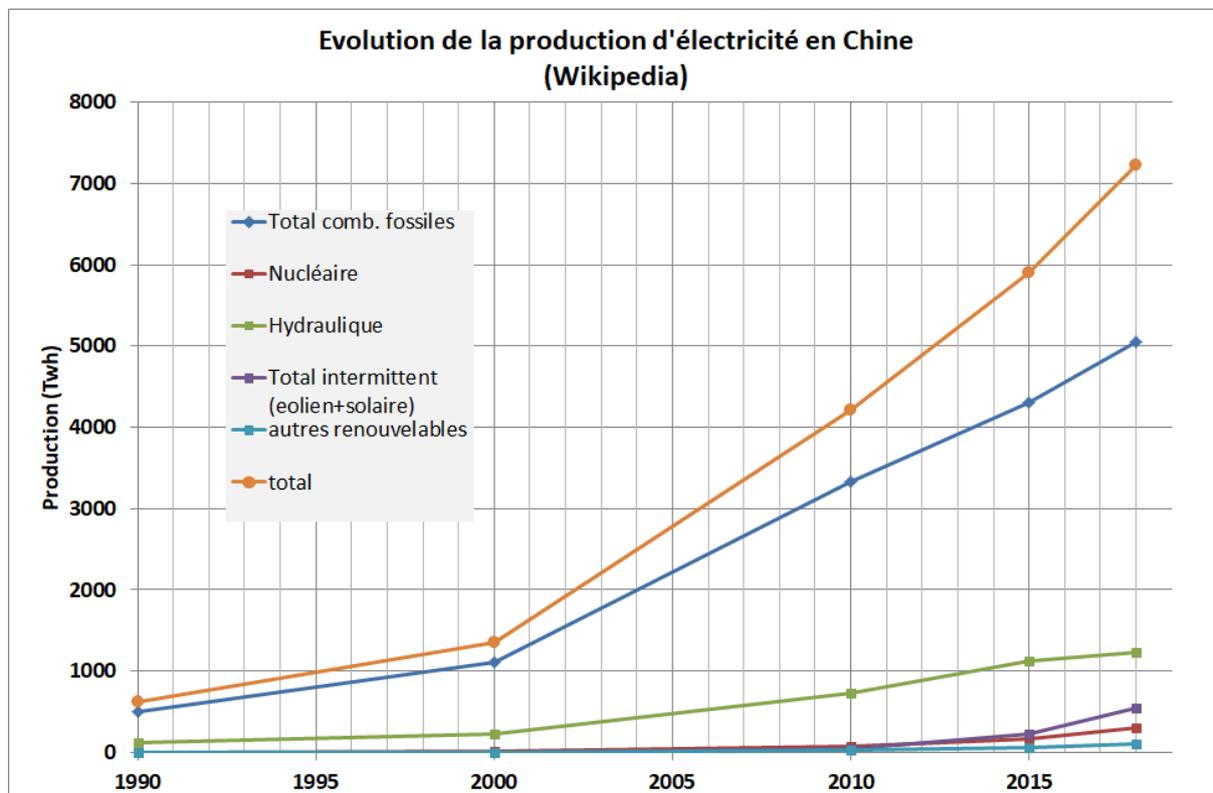


Fig.3

▪ Si dans le monde occidental Fukushima a été une divine surprise pour l'éolien, ce dernier reste toujours très marginal au Japon.

Avant Fukushima (2011), 54 réacteurs fournissaient environ le quart de l'électricité du Japon. Ils ont ensuite été tous arrêtés, une utilisation plus complète de la puissance installée des centrales thermiques ayant pris le relai, accroissant ainsi très fortement la dépendance du Japon aux énergies fossiles, qu'il doit de plus presque totalement importer. Une vigoureuse campagne de réduction de la consommation a parallèlement été menée.

A partir de 2014 a été lancée une politique de remise en service au compte-goutte des réacteurs mis à l'arrêt. Complétée par l'achèvement de deux centrales en construction, cela devrait, vers 2030, avoir ramené la production nucléaire à peu près au niveau de 2010.

La remise en route du nucléaire est toujours la seule source très importante de décarbonation à être envisagée. En effet, en ce qui concerne les « énergies renouvelables », comme le montre le tableau de la fig.4, seul le solaire a (très fortement) décollé, suite à une politique très incitative lancée par le gouvernement japonais en 2012. Outre que, de façon générale, il a une bonne image de marque et se prête à l'autoconsommation dans le secteur résidentiel, on peut penser qu'il y a un lien avec le fait que le Japon est l'un des leaders mondiaux du photovoltaïque (où il était à la première place avant d'être détrôné par la Chine en 2004). Tout ceci est extrêmement coûteux et, le Japon n'étant pas exceptionnellement favorisé du point de vue de l'ensoleillement, le solaire devrait trouver ses limites.

L'éolien, lui, est resté marginal et il semble bien que le Japon soit toujours terre de mission pour ses promoteurs.

On pourra lire sur ce sujet, mais plus généralement aussi sur la politique du Japon dans le domaine de l'électricité, les compte-rendus de l'antenne de Tokyo de la SER (Société des Energies Renouvelables) :

<https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/2017/12/18/l-energie-eolienne-au-japon-etat-des-lieux-et-politique-de-developpement>

<https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/2020/03/25/energies-renouvelables-au-japon-cap-sur-l-eolien-en-mer>

<https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/2018/07/13/le-mix-energetique-du-japon-situation-actuelle-et-perspectives-2018>

Production électrique au Japon (Wikipédia)			
	2010	2015	2019
total fossiles	62,2%	78,3%	65,0%
nucléaire	24,5%	0,9%	5,9%
hydroélectricité	7,7%	8,3%	8,1%
éolien+solaire	0,6%	3,7%	7,5%
<i>dont éolien</i>	<i>0,3%</i>	<i>0,5%</i>	<i>0,7%</i>
<i>dont solaire</i>	<i>0,3%</i>	<i>3,2%</i>	<i>6,9%</i>
divers	4,4%	5,1%	5,8%
total	100,0%	100,0%	100,0%

Fig.4