



## Electricité quel avenir ? nucléaire, thermique, renouvelable...

CR version finale V2, 17 janvier 2018

**Synthèse et Compte-rendu** des deux conférences énergie sur ce thème :

22 septembre 2017, Hervé Machenaud ancien Directeur exécutif production et ingénierie d'EDF  
17 octobre 2017, Xavier Barbaro Président de NEOEN, Jean Bergeal ancien Expert réseaux d'EDF et Sébastien Timsit Manager Carbone4, débat animé par Hervé Plagnol journaliste organisées par Les Ateliers de l'Environnement et de la Démocratie<sup>1</sup>

### **Tentative de synthèse :**

Au terme de ces deux conférences, difficile de se faire une opinion complètement rationnelle sur ce sujet. Ce qui est sûr, c'est que ce n'est pas qu'un problème technico-économique. Les facteurs sociaux et sociétaux, environnementaux et politiques comptent autant que le technico-économique, et que le terrain de jeu pour faire face aux enjeux climatiques et économiques n'est plus national mais au minimum européen. Voici en résumé les trois points de vue.

Le point de vue exprimé par les deux représentants anciens d'EDF est le suivant : Le pays européen le plus avancé en matière d'énergies renouvelables est l'Allemagne. Il arrive à équilibrer l'intermittence de la production de renouvelable par un recours massif au charbon/lignite et au gaz, du fait de l'abandon progressif du nucléaire. Son coût de production est élevé, ses émissions de CO<sub>2</sub> aussi. Il est donc urgent de ne pas faire comme lui, c'est-à-dire de maintenir en France un maximum de moyens traditionnels de production d'électricité nucléaire décarbonée, hydraulique, de gaz à cycle combiné en appoint et éventuellement fuel ou charbon quand la demande est forte. L'argent investi dans le renouvelable ne servirait à rien en France, sinon à enrichir indûment les nouveaux distributeurs

---

<sup>1</sup> Association agréée pour la protection de l'Environnement dans un cadre départemental  
[www.lesateliersdelenvironnement.org](http://www.lesateliersdelenvironnement.org). Courrier à adresser aux Ateliers de l'Environnement et de la Démocratie à l'adresse suivante :  
Maison des Associations – 3 rue de la république – 78100 SAINT-GERMAIN-EN-LAYE.

d'électricité<sup>2</sup>. La tarification devrait évoluer vers une tarification à la puissance de pointe délivrable à tout moment (capacité) au lieu d'une tarification en majeure partie à la consommation (le prix d'installations de capacité nécessaires à pallier l'intermittence paraît prohibitif aux deux intervenants d'EDF, eu égard au coût du nucléaire en exploitation et au risque de variation des coûts du gaz importé).

Le point de vue exprimé par le développeur de centrales dites renouvelables (EnR), i.e. éolien et solaire principalement :

Les EnR ont été dans les quinze dernières années dans une phase de développement technique et économique qui nécessitait une aide de l'Etat ou de l'Europe. Le nucléaire français a été dans une situation similaire à certains égards dans les années 1970-1980. Cette période d'adolescence s'achève. Dans les pays à plus fort ensoleillement, les EnR sont déjà une évidence technique et économique. En Europe, le coût des EnR se rapproche du coût de l'électricité nucléaire issue des équipements du XX<sup>e</sup> siècle, et une fois amorti il sera beaucoup plus compétitif que celui du nucléaire du XXI<sup>e</sup> siècle, centrales EPR ou autres. L'intermittence est une question importante, il est au minimum prématuré de dire que les solutions techniques n'existent pas.

Une combinaison de solutions à l'échelle locale et européenne pourrait à terme y remédier : l'hydroélectricité qui n'a pas plus vocation à réguler le nucléaire que les EnR<sup>3</sup>, la réalisation de réseaux de transport d'électricité à très haut voltage en courant continu comme en Chine, voire la supraconduction, permettant une meilleure interconnexion entre pays, la généralisation du stockage et de l'effacement de puissance locaux associés à un pilotage intelligent de la demande (smart grid), un plus grand nombre de centrales gaz à cycle combiné à la puissance rapidement mobilisable, et une part de nucléaire en base. Le charbon et le fuel sera pratiquement stoppés.

Le point de vue exprimé par le conseil en stratégie bas Carbone :

Le parc nucléaire français est la résultante d'une stratégie économique définie dans les années 1970 pour faire face à une trop grande dépendance aux produits pétroliers importés. Il a par ailleurs permis à la France d'être très faible émettrice en gaz à effet de serre pour sa production d'électricité. La stratégie d'aujourd'hui doit au minimum être européenne et avoir quatre principaux objectifs : 1. réduire les émissions de GES par le levier du prix du carbone au moins au niveau « Europe de l'Ouest » (30 € la tonne émise au lieu de 5 € cours de marché aujourd'hui) en investissant dans les ENR et dans les centrales à gaz à cycle combiné, 2. prendre en compte la nécessaire progressivité de la sortie partielle du nucléaire pour le parc existant français (amortissement du choc social et économique sur 15 ans à 20 ans plutôt que sur 7 ans), 3. prendre en compte la nouvelle donnée économique (les centrales nucléaires de type EPR ne sont pas compétitives par rapport aux ENR, mais constituent un moyen de base décarboné pour produire de l'électricité garantie) et 4. la donne sociale (acceptabilité actuelle et future du nucléaire, évolution des emplois impliqués dans cette mutation).

---

<sup>2</sup> Il y a eu un effet d'aubaine il y a quelques années, pour des contrats jusqu'à 20 ans, les tarifs de rachat ont maintenant fortement diminué

<sup>3</sup> Dans les conditions actuelles, la capacité hydraulique est suffisante pour réguler la production nucléaire, mais pas encore pour réguler à elle seule celle des énergies intermittentes

### **Tentative de conclusion :**

Le monde du nucléaire et le monde du renouvelable s'opposent techniquement et économiquement. Le nucléaire reproche au renouvelable de déséquilibrer son réseau architecturé pour une production classique ou nucléaire centralisée alors que le renouvelable est très disséminé, et de bénéficier de subventions importantes. Le monde du renouvelable met en avant le fait qu'il est aujourd'hui compétitif, que le nucléaire a bénéficié de subventions importantes à son lancement, et qu'il est tout aussi légitime d'utiliser la flexibilité du réseau pour le renouvelable que pour le nucléaire<sup>4</sup>. Les observateurs du changement climatique sont tous d'accord pour dire qu'il faut accélérer la baisse des émissions de gaz à effet de serre. Enfin l'acceptabilité du nucléaire est encore importante en France, mais pose question au niveau mondial pour des raisons de sécurité et de gestion à très long terme des déchets.

### **Développement des points de vue exprimés lors des deux conférences :**

Conférence débat 17 octobre

#### **Aspects économiques :**

Le nucléaire existant, pratiquement totalement amorti au sens comptable du terme, est encore la source d'électricité la plus économique en France, 26 € / MWh en coût marginal, 38 € / MWh en coût standard, 55 à 60 € / MWh en incluant grand carénage, stockage des déchets nucléaires et provisions pour démantèlement.

Le nucléaire type EPR ou génération suivante : coûtera 110 à 120 € / MWh en Europe, à cause des amortissements très lourds pendant une trentaine d'années, et est apparemment difficile à mettre au point techniquement (exemple la densité du ferrailage des enceintes de confinement génèrerait des difficultés de mise en œuvre du béton).

Le solaire a gagné la bataille des coûts dans les zones très ensoleillées (Californie, Espagne, Argentine, pays pacifiques du Moyen-Orient) à environ 25 à 30 € / MWh, (il est même descendu à 19 \$ / MWh au Mexique, note post conférence). Il arrive à un coût moyen compétitif, amortissements compris, en Europe (entre 40€ et 50€ parallèle) de 60 à 80 € / MWh (dernier appel d'offre de la CRE à 55 € / MWh).

L'éolien terrestre est en France au même niveau de compétitivité que le solaire, 60 à 80 € / MWh

L'éolien maritime est plus coûteux, 105 à 164 € / MWh en France, mais le développement de plus grandes puissances unitaires est encore possible, avec une baisse des coûts conséquente à la clef (exemple, au Mexique, appel d'offre à 17 \$ / MWh, note post conférence).

Voir graphique annexe 1

Toutefois ces coûts s'entendent aux bornes des installations, et ne tiennent pas compte de la nécessité qui incombe à Réseau de Transport d'Electricité d'équilibrer le réseau 365 jours sur 365, ni de l'obligation incluse dans la loi NOME faite aux producteurs traditionnels EDF et ENGIE de vendre 20% de leur production aux distributeurs entrants sur le marché à un coût faible de 38 € / KWh.

En outre, les émissions de CO2 ne sont pas taxées à un niveau satisfaisant. Le cours d'équilibre du marché du CO2 aujourd'hui entre 5 et 10 € la tonne émise, n'est pas suffisant pour traduire le coût environnemental du

---

<sup>4</sup> La stabilité du réseau dépend de l'inertie des moyens de production, le comportement d'un réseau à base de nombreuses sources intermittentes est physiquement très différent de celui d'un réseau classique centralisé.

charbon et à un moindre niveau du gaz naturel. Le cours devrait être aux environs de 30 € la tonne pour réellement influencer économiquement sur les moyens de production. Voir graphique annexe 2.

### **Aspects techniques, industriels et sociaux :**

En partant du principe que l'énergie nucléaire, sous la tutelle technique d'autorités de sûreté indépendantes comme l'ASN en France, est sûre, point de vue globalement admis en France mais qui n'est pas partagé par l'ensemble des Européens, la disponibilité de l'énergie aux moments des pics de consommation est l'élément essentiel de la discussion technique. Voir graphique annexe 3, répartition de la production en Allemagne en période froide sans vent (1 au 16 décembre 2016).

Côté nucléaire, si l'énergie d'une centrale en fonctionnement est disponible 100% du temps dans une gamme de puissance variant de 60 à 100% de la puissance nominale, quatre remarques doivent être formulées au niveau de la France.

1. le chauffage électrique direct (hérésie thermodynamique diront les puristes) et l'utilisation des centrales hydroélectriques et stations de pompage sont nécessaires à un lissage de la demande, 2. la disponibilité des centrales est soumise à l'autorisation de remise en fonctionnement de l'ASN, 3. un nouvel incident grave de type Fukushima ou Three Miles Island, sur un type de centrales de conception voisine des nôtres, amènerait sans doute les pouvoirs publics à prendre des mesures conservatoires sous la pression de l'opinion publique européenne et 4. Enfin, la durée de vie des centrales nucléaires est rythmée par les révisions décennales (grand carénage, augmentation du niveau de sécurité) et probablement limitée à 50 ou 60 années au maximum<sup>5</sup>, ce qui veut dire que leur arrêt définitif devra être étalé dans le temps pour absorber les coûts de démantèlement et de remplacement. Voir annexe 4 aspects sociaux, industriels et politiques.

Côté centrales thermiques classiques, il n'y a pas de problème technique proprement dit, sinon que la capture physico-chimique du carbone ou la séquestration dans des puits ne sont à ce jour ni techniquement au point à grande échelle ni économiquement soutenables. Les centrales les plus performantes d'un point de vue technique et environnemental sont les centrales à cycle combiné gaz vapeur. La question est essentiellement environnementale et économique<sup>6</sup>.

Côté Eoliennes, le taux moyen de disponibilité est de l'ordre de 25% pour les éoliennes terrestres, et peut aller jusqu'à 40% pour les éoliennes maritimes. Il s'agit d'une énergie intermittente qui a besoin d'importantes sources d'appoint lorsqu'il n'y a pas de vent sur une majeure partie de l'Europe (situation de hautes pressions atmosphériques en hiver ou en été). Ce creux de production est partiellement compensé au niveau européen, entre le Nord et le Sud, voir tableau ci-dessous, mais pas suffisamment.

---

<sup>5</sup> Les Etats-Unis envisagent 80 ans.

<sup>6</sup> Risque coût et risque approvisionnement sur le gaz.

Coefficients de corrélation entre les productions éoliennes horaires 2012 de 6 pays européens : plus faible est le coefficient, meilleure peut être la complémentarité, par exemple entre l'Espagne et l'Allemagne<sup>7</sup>.  
(Source Wikipédia)

Pays	Espagne	France	Gde Bretagne	Irlande	Allemagne
Danemark	-0.048	0.157	0.301	0.096	0.663
Allemagne	0.022	0.418	0.353	0.178	
Irlande	-0.074	0.251	0.608		
Gde Bretagne	-0.149	0.379			
France	0.410				

Côté solaire, la disponibilité est plus prévisible, mais il est évident que le solaire ne produit rien la nuit et très peu au creux de l'hiver en Europe. Il a donc également besoin d'importantes sources d'appoint. La question qui se pose donc est de savoir si l'on peut pallier l'intermittence des énergies éolienne et solaire, comment et à quel coût :

Aujourd'hui, avec un réseau européen encore majoritairement constitué de sources de production de puissance unitaire variant de 100 MW à 1500 MW, ce n'est possible qu'en sollicitant les moyens de production classiques, par ordre d'agilité : micro-variation de la fréquence du réseau, hydroélectricité, puis turbines à gaz à cycle combiné, centrales thermiques classiques (fuel, charbon), et nucléaire.

Dans un horizon de 10 à 20 ans, de réelles possibilités de développement du lissage existent, et viendront essentiellement de stockages de petites dimensions connectés au réseau, par exemple la sollicitation des batteries des voitures électriques lorsqu'elles sont en charge, une meilleure gestion de l'effacement de puissance non seulement au niveau industriel ou tertiaire, mais aussi au niveau domestique. Une plus grande interconnexion des réseaux électriques au niveau européen facilitera aussi le lissage des puissances. (A noter qu'en décembre 2017, une batterie de 100 MW de puissance crête, 129 MWh de stockage, couplée à une centrale éolienne, a évité un effacement de réseau en Australie, à la suite de la défaillance d'une centrale thermique, grâce à sa capacité de réponse instantanée à la baisse de fréquence du réseau, note post conférence).

Il n'est pas exclu que de réels progrès soient faits dans le domaine des batteries et des piles à combustible, mais il est encore prématuré de tableur sur un horizon à 10 ans.

Une évolution tarifaire importante devra accompagner le développement de cette gestion de l'intermittence, c'est-à-dire le renforcement du coût de la puissance maximale appelée par rapport au coût du kWh consommé. Evolution de la structure de production au niveau français à l'horizon 2030, voir graphique en annexe 5.

Aspects environnementaux :

Quatre variables principales : les gaz à effet de serre (effet sur le climat), les émissions polluantes (oxydes d'azote, poussières fines avec des effets néfastes sur la santé), la gestion des déchets nucléaires et le démantèlement des anciennes centrales nucléaires, le réchauffement des cours d'eau à proximité des centrales.

GES : à puissance électrique délivrée identique le charbon émet deux fois plus de CO<sub>2</sub> que le gaz naturel, le solaire met environ 3 à 4 ans à effacer les GES qui ont été nécessaires à la production des panneaux solaires,

<sup>7</sup>Ce potentiel nécessite probablement un développement des réseaux d'interconnexion pour être exploité pleinement.

le nucléaire quelques mois seulement. La priorité est donc de ce point de vue de sortir du charbon, puis du fuel et d'installer des centrales à gaz à cycle combiné efficaces (rendement supérieur à 60%). Corrélativement, dans la mesure où le nucléaire n'émet pas de CO<sub>2</sub>, l'arrêt des centrales nucléaires existantes n'est pas une priorité en soi.

Emissions polluantes : les centrales à charbon émettent des oxydes de soufre, des oxydes d'azote et des poussières fines contenant des HAP (hydrocarbures aromatiques polycycliques). Il est possible de réduire ces émissions, mais elles ne seront jamais aussi « propres » que les centrales au gaz dont il est facile de réduire les émissions d'oxyde d'azote. Les autres sources solaire, éolien, biométhane sont propres de ce point de vue.

Gestion des déchets nucléaires : deux questions importantes, la sûreté des piscines de stockage des déchets « chauds », et l'enfouissement à très long terme des déchets de très haute activité. L'acceptabilité « sociale » de ces deux questions n'est pas encore définitivement acquise en France.

**Questions réponses** (elles n'ont pas toutes été notées malheureusement) :

Q1 : concrètement, que faut-il faire à l'horizon 10 à 20 ans ?

R1 : avis partagé par tous les intervenants, le bon sens est de profiter du nucléaire existant, qui est le moyen de production le plus compétitif. Le faire tourner 20 ans de plus, dans les conditions de sécurité garanties par l'ASN, est la bonne chose à faire.

il faut également intégrer le coût des « externalités » environnementales dans le prix de la tonne de CO<sub>2</sub> émise, le coût actuel de 5 à 8 € n'est pas incitatif.

Q2 : influence des ENR sur le prix de marché ?

R2 : l'Allemagne dispose de 50 GW (équivalent de 30 à 40 tranches nucléaires) de puissance en éolien. Depuis 2 ans, l'éolien et le solaire ne sont plus prioritaire et peuvent être arrêtés en cas de surproduction, mais l'électricité est payée quand même, même quand elle n'est pas livrée sur le réseau. Cela fait s'effondrer le prix de marché de gros. Les 3 principaux électriciens, RWE, EnBW et EON sont en situation financière très dégradée.

Q3 : emplois générés par les ENR ?

R3 : dans une centrale ou ferme solaire, les panneaux représentent 30% du coût, les 70% restants ont un fort contenu français ou tout au moins européen. Par exemple, la plus grosse centrale solaire de l'hexagone, près de Bordeaux, a un contenu « européen » de 60%.

## Conférence du 22 septembre « Quel avenir pour l'électricité : nucléaire, thermique, renouvelable ? »

Résumé de la Conférence d'Hervé Machenaud,

Ancien directeur exécutif d'EDF, en charge de l'ingénierie et de la production, Hervé Machenaud nous a présenté la thèse qu'il défend dans son livre *La France dans le noir* (Manitoba / les belles lettres, 2016).

La structure tarifaire actuelle est idéologique et inefficace :

Elle donne la priorité aux énergies renouvelables « aléatoires » que sont le solaire et l'éolien, dans les conditions climatiques qui sont celles de l'Europe du Nord.

Elle ne tient pas compte de la nécessité d'assurer la demande de pointe, environ 90 GW, aux conditions climatiques défavorables d'un jour froid de haute pression barométrique en février sur le Nord de l'Europe (situation extrême constatée en 2012 et 2016).

Elle cause la faillite des producteurs traditionnels comme Eon, Vattenfall, EDF, ENGIE etc.

La structure de production d'EDF, telle qu'elle a existé jusque récemment, était capable de fournir le marché en prix moyen marginal à 33 € le MWh, en coût moyen à 45 € le MWh, en coût total comprenant les coûts de grand carénage et de provisions pour démantèlement à 55 à 60 € le MWh.

L'équilibre de cette structure de coût est mis à mal par l'instauration européenne obligatoire du marché libre, à laquelle s'ajoute l'obligation de la loi NOME qui oblige les compagnies traditionnelles d'électricité à vendre 20% de leur production aux « vendeurs » de renouvelable ne supportant pas le coût de production à la pointe, cette vente se faisant au coût le plus bas du marché libre c'est-à-dire 28 € le MWh.

Plusieurs conséquences, comme vu plus haut : 1 l'électricité est de plus en plus chère pour le consommateur qui finance l'achat obligatoire des énergies renouvelables, 2 les producteurs traditionnels, pour retarder leur faillite, n'ont pas d'autre solution que de fermer les moyens coûteux, centrales thermiques d'appoint, qui leur permettaient jusqu'ici de garantir le passage de la pointe d'hiver, 3 la France sera dans le noir un jour de février dans les années qui viennent, son parc n'étant plus adapté à y faire face. Dans les mois qui suivront, faute de s'y être préparé par une planification de long terme, les producteurs d'électricité seront obligés d'investir massivement dans des moyens de production de pointe qui coûteront très cher aux consommateurs.

La solution prônée par H. Machenaud :

Admettre que la production d'électricité ne peut pas être totalement régie par les lois du marché, inadaptées à favoriser un équilibre de long terme.

Introduire dans la tarification de tous les vendeurs d'électricité un terme prépondérant basé sur le coût du service de la pointe.

Se rendre à l'évidence pour la programmation des futurs investissements que l'électricité n'est pas stockable aujourd'hui à des conditions économiques :

En tirer la conclusion que les moyens les plus efficaces en termes de production permanente d'électricité sont au nombre de 4 et pas plus :

Le nucléaire

Le thermique gaz cycle combiné

Le thermique charbon ou fuel

L'hydraulique

### Questions / réponses :

Q : La France ne risque-t-elle pas également d'être dans le noir au cas de défaillance majeure du nucléaire ?

Q : Les coûts de démantèlement ont-ils été provisionnés à leur juste niveau dans la structure actuelle des coûts ?

Q : La taxe carbone ne peut-elle pas être un moyen de rééquilibrer les coûts ?

R : Les producteurs allemands et polonais, gros utilisateurs de charbon, se sont arrangés pour déprimer le cours du quota d'émission de carbone.

Q : La technologie Superphenix n'aurait-elle pas pu être une solution efficace pour réduire énormément les déchets nucléaires ?

Q : L'utilisation du thorium verra-t-elle le jour dans les futures centrales nucléaires ?

Q : Quid de la voiture électrique ?

R : Elle relève beaucoup de l'idéologie et est aujourd'hui réservée à une clientèle aisée... Problème du modèle de station de charge de batterie : même problématique que les chargeurs de téléphone, forte concurrence et pas de solution universelle...

Q : Quid en cas de défaillance du nucléaire ? Le pays sera aussi dans le noir...

R : L'Allemagne construit des éoliennes et brûle du charbon... Depuis 20 ans la réussite du nucléaire français n'est pas appréciée outre Rhin...

Q : 50 Mds € de subventions aux ENR, mais quid du grand carénage ? Ne sous-estimez-vous pas les progrès technologiques à venir ?

R : Coût comptable du nucléaire : 32 €/MWh, coût économique avec l'investissement grand carénage : 52 €/MWh, le grand carénage augmente la durée de vie de 63 GW de nucléaire, ce qui conduit à 600 ou 700 € du kW installé, ce qui est très compétitif en investissement de production. 90% du nucléaire américain est porté à 60 ans et il y a des études pour aller à 80 ans...

Q : quid du marché spot ?

R : Les ENR allemandes sont en surcapacité 40% du temps..., cela pèse sur le marché européen de gros qui est très déprimé. EDF est amené à vendre en dessous de son coût de production...

Q : Le nucléaire fait peur

R : 200 à 1000 fois moins de morts qu'avec le charbon...



Q : Quid d'EDF EN<sup>8</sup> ? Quid des progrès à venir sur les déplacements d'usages, les smart grids... qui auront un impact positif sur la gestion du réseau... ?

R : EDF EN : les ENR dans les parties favorables du monde (beaucoup de soleil), oui, mais pas en France. Les smart grids permettront d'effacer une petite partie de la pointe, qui baissera de 100 à 80 GW, ce qui ne réduit qu'à la marge le problème à résoudre dans les périodes hivernales de forte demande.

Q : Le citoyen de base continuera de vouloir profiter de l'électricité sans se limiter, en fonction de son seul confort.

R : Une meilleure répartition du foisonnement optimisera la pointe, mais il restera une pointe... Il faut conserver une production de base décarbonée suffisante.

Q : l'avenir du nucléaire ne passe-t-il pas par le RNR (neutrons rapides) ?

R : compte tenu des coûts de l'U235, il ne faut pas chercher à faire autre chose, en relais plus tard pourquoi pas...

Q : Problème de la déconstruction et des coûts associés : la fermeture de Brennilis dure depuis 20 ans... Les provisions pour déconstruction sont-elles suffisantes ? Ne faut-il pas les augmenter ce qui ferait augmenter le coût du kWh ?

R : Brennilis et Chooz A sont des technologies très différentes et c'est le tout début du démantèlement : ce sont des têtes de série. Pour le PWR (REP), ce sera de la série, les évaluations sont questionnées constamment. Il faudra trouver un équilibre économique et politique sur la vitesse de déconstruction. On n'ouvrira sans doute plus de nouveaux sites nucléaires en France et il faudra renouveler sur des sites existants.

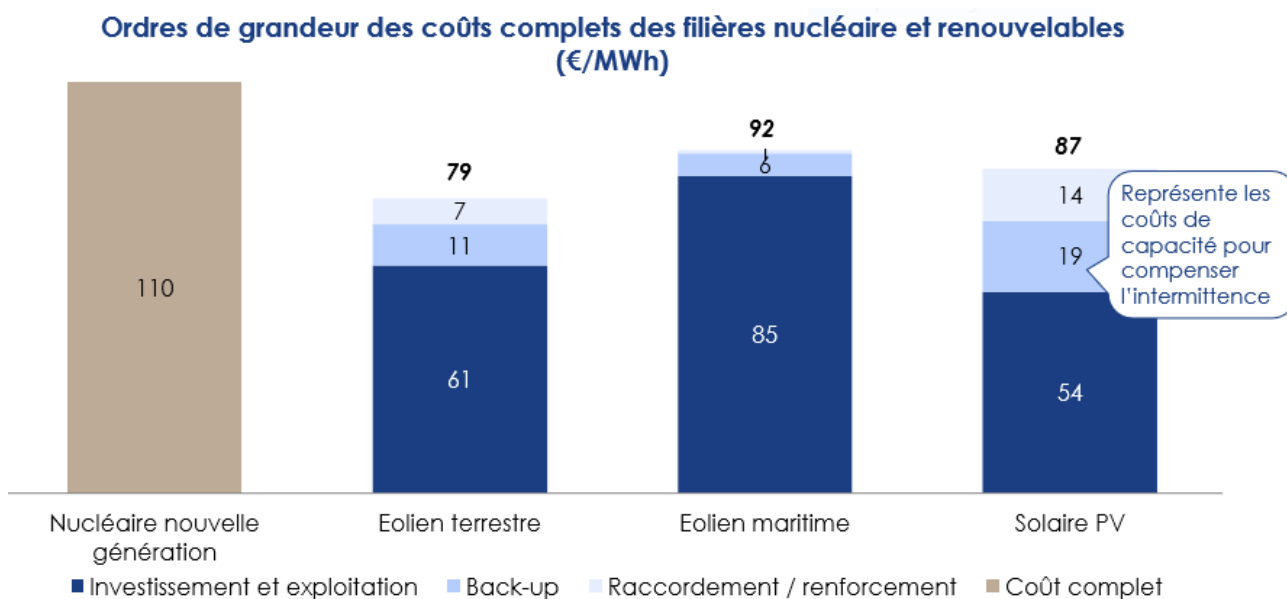
Q : Quelle est votre lecture des systèmes de pilotage de la consommation, le compteur intelligent Linky et les services associés ?

R : C'est bien sûr un progrès mais cela ne constitue pas en soi une solution à l'équilibre de consommation et à la sécurité d'exploitation du réseau.

---

<sup>8</sup> EDF a depuis cette conférence annoncé un programme mondial de construction de 30 GW de puissance dans les ENR d'ici 2030, soit 50 GW au total avec les capacités déjà existantes.

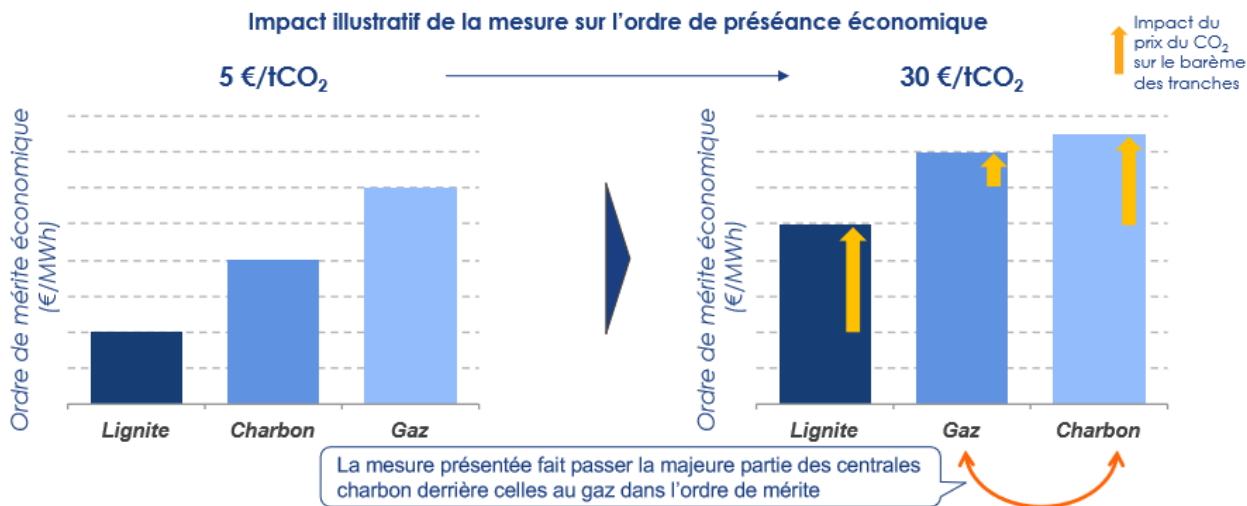
Figure annexe 1, source exposé Carbone4.



Remarque, il serait intéressant de connaître le détail des estimations de coût du back up

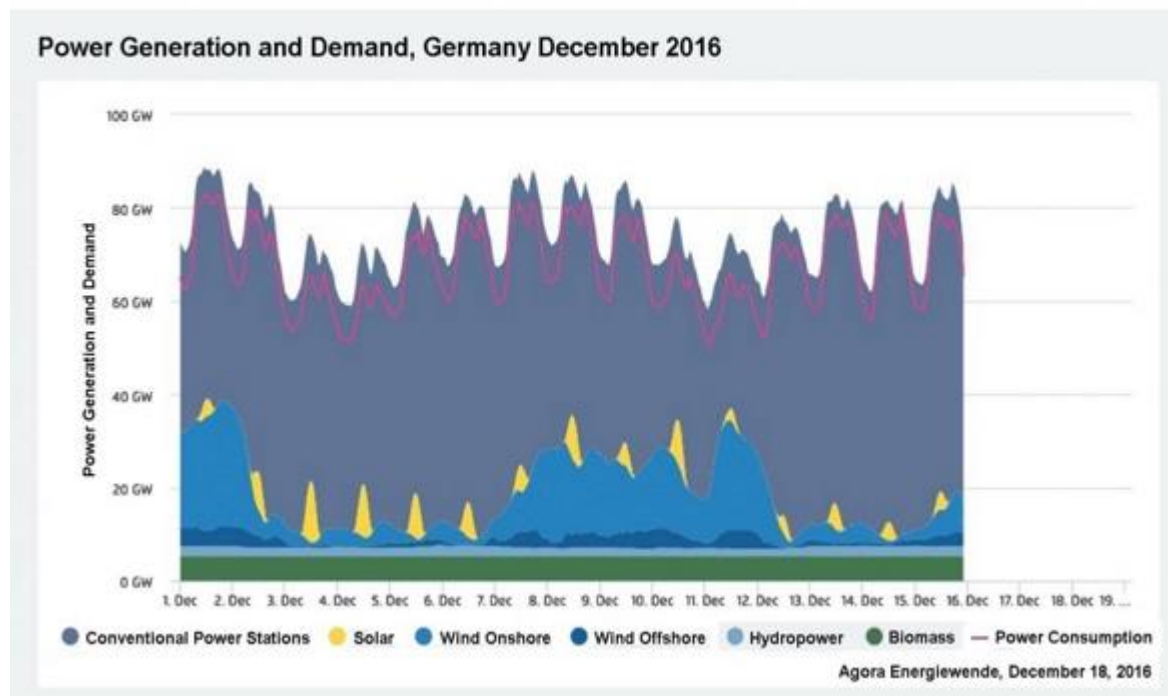
Figure annexe 2, source exposé Carbone4

- La mesure consiste à instaurer en Europe de l'Ouest un prix plancher du carbone pour le secteur de la production d'électricité, à hauteur de 20 à 30 €/tCO<sub>2</sub>
- Pour être efficace, une telle mesure devrait être déployée de concert entre les Etats européens : France et Allemagne en premier lieu, mais aussi Italie, Espagne, ainsi que les pays du Benelux.



Annexe 3, source exposé Jean Bergeal

## Allemagne hiver dernier



Annexe 4, source exposé Carbone4.

Problématiques sociale et industrielle

50 tranches nucléaires ont été construites sur 19 sites en 12 ans.

Ces sites représentent 200 000 emplois directs et indirects.

Les arrêts des centrales ne pourront se faire simultanément sous peine de réaliser des dégâts sociaux et techniques importants.

Il faut donc prévoir des arrêts progressifs des centrales dès maintenant pour éviter de faire face à une falaise

Politique énergétique et climatique européenne

La capacité nucléaire ne pourra être maintenue telle quelle sous peine d'aggraver le problème de surcapacité en lien avec les objectifs de déploiement des renouvelables.

Le nucléaire est un point d'achoppement dans la politique énergétique de la France avec ses voisins.

Une décrue du nucléaire pourrait donc faciliter les échanges avec les voisins, l'Allemagne en particulier notamment sur les problématiques de marché carbone

Annexe 5, évolution du parc de production électrique français, source exposé Carbone4.

### Comparaison du mix de production électrique 2016 et du scénario nouveau mix de RTE pour 2030

