

## Exporter plus d'électricité pour justifier un plus faible taux de mise au rebut de centrales nucléaires ?

Benjamin Dessus – 6 mai 2016

Parmi les diverses pistes qu'explorent le gouvernement, EDF et l'industrie nucléaire pour éviter de toucher à l'intégrité du parc nucléaire actuel (63,2 GW) malgré les contraintes qu'impose a priori la loi de transition énergétique adoptée en 2015, on voit apparaître l'hypothèse d'un renforcement des exportations françaises d'électricité.

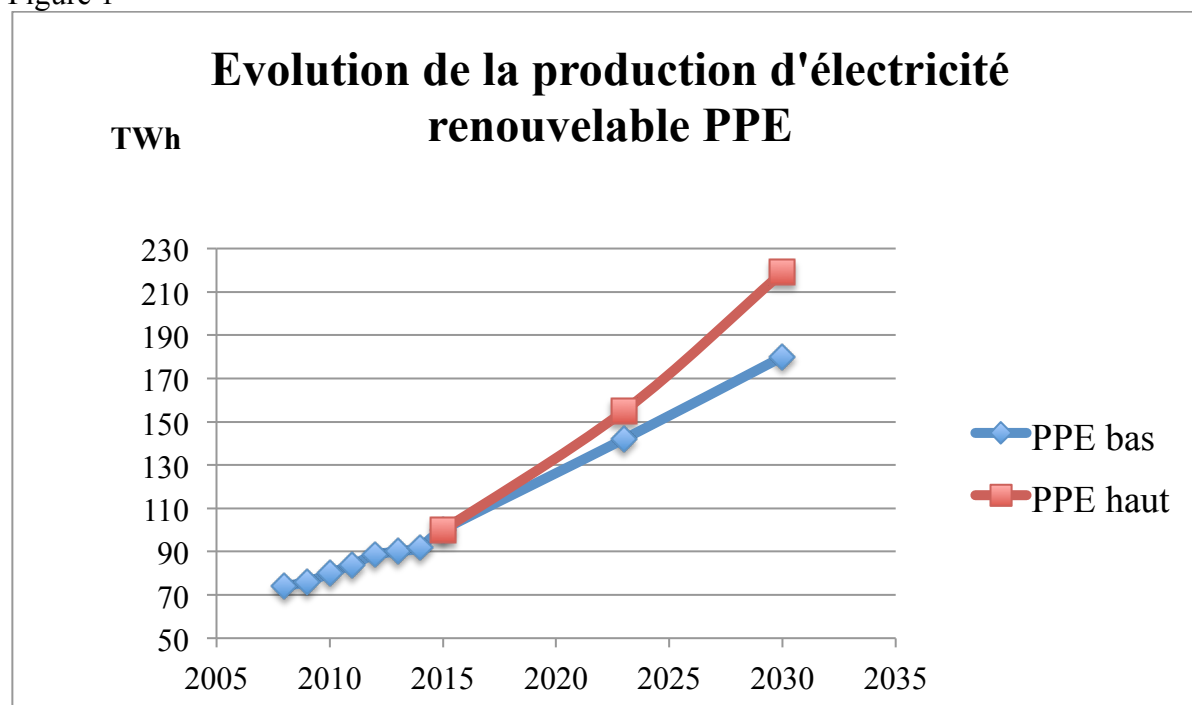
Rappelons tout d'abord dans quel contexte légal se pose la question :

La loi de transition énergétique dans son article *Art. L. 100-4. – I.* comporte trois dispositions qui définissent le périmètre des contraintes imposées à l'exercice :

- la réduction de consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012, en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030 ;
- les énergies renouvelables doivent représenter 40 % de la **production** d'électricité en 2030 ;
- la part du nucléaire dans la **production** d'électricité doit être réduite à 50 % à l'horizon 2025.

D'autre part l'arrêté du 24 avril 2016 concernant la partie renouvelable de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) définit les fourchettes de puissance de chacune des filières d'électricité renouvelable qui devront être installées en France en 2023. Elles conduisent à des productions d'électricité comprises entre 140 et 155 TWh en 2023 et par extrapolation linéaire de 178 à 218 TWh en 2030 (Figure 1).

Figure 1

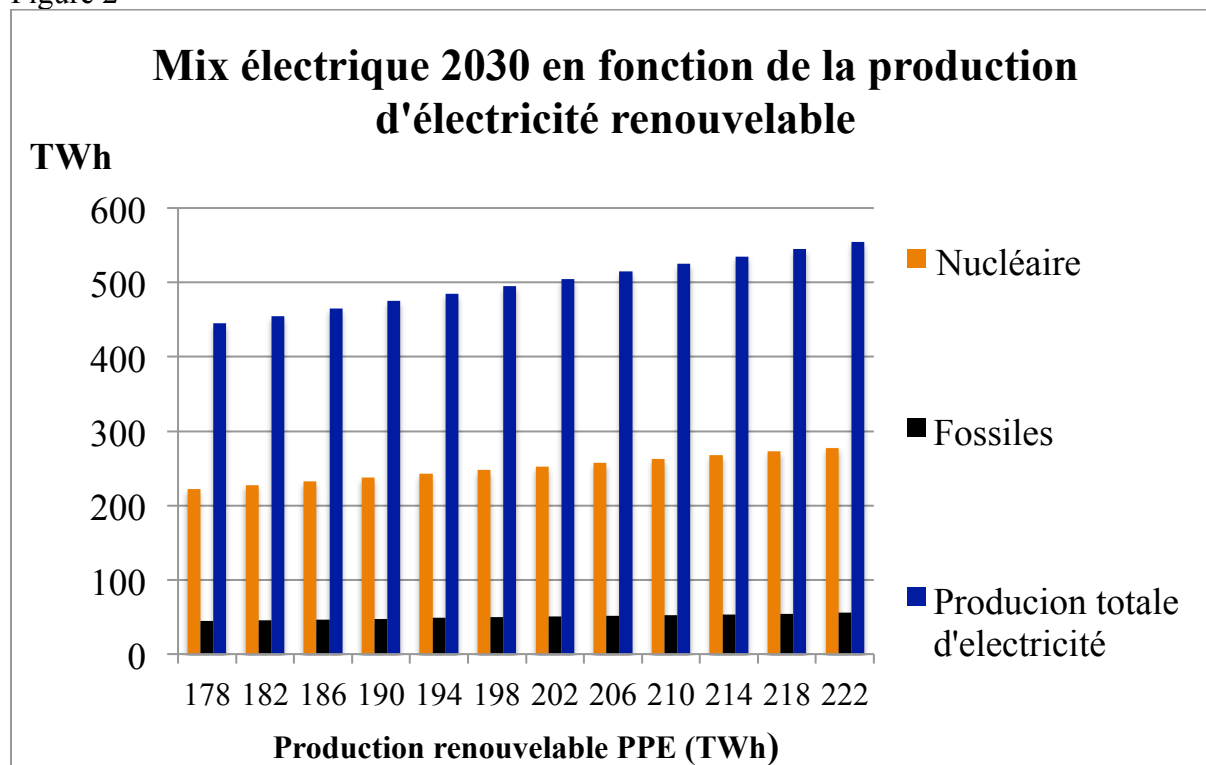


Source : PPE pour 2023 et calcul de l'auteur pour 2030<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Pour les années 2008-2015 on a retenu une moyenne glissante sur 4 ans pour l'évaluation de la production hydraulique.

Le respect de la règle de 40% d'électricité renouvelable et de 50% maximum d'électricité nucléaire devrait donc conduire à une production totale d'électricité de 445 à 548 TWh comme le montre la figure 2. Qui indique également les productions nucléaires et fossiles en fonction de la production d'électricité renouvelable.

Figure 2



Source : calcul de l'auteur à partir des indications de l'arrêté PPE

A la lecture de cette figure, un premier constat s'impose : l'exigence édictée par la loi de respecter une part de 40% d'électricité renouvelable dans la **production d'électricité** (et non dans la consommation d'électricité<sup>2</sup>) associée à la faible ambition de développement des renouvelables proposée par la PPE conduit inéluctablement à une réduction de la production d'électricité comprise entre 17 et 117 TWh en 2030 par rapport à celle de 2014 (562 TWh).

Deuxième constat : le maintien du parc de production actuel en 2030 conduirait selon les cas à un excès d'électricité nucléaire d'environ 162 à 213 TWh, soit la production de 23 à 31 GW installés.

### La question de la demande d'électricité

Pour aller plus loin sur la question du solde exportateur d'électricité éventuel à l'horizon 2030, il est nécessaire d'anticiper la consommation d'électricité nationale à cet horizon. La plupart des observateurs envisagent une stabilisation de la consommation électrique nationale autour de sa valeur d'aujourd'hui, 480 TWh<sup>3</sup>. Le scénario « *Nouveau mix 2030* » du Bilan

<sup>2</sup> Comme le fait le rapport ADEME-RTE « Signal prix du CO2, analyse de son impact sur le système électrique européen » ([http://www.presse.ademe.fr/wp-content/uploads/2016/04/Signal-prix-du-CO2\\_finale\\_29-03-16.pdf](http://www.presse.ademe.fr/wp-content/uploads/2016/04/Signal-prix-du-CO2_finale_29-03-16.pdf)), où l'on peut lire, à propos du scénario « nouveau mix 2030 » :

« du côté de la production, les énergies renouvelables couvrent dans ce scénario 40 % de la consommation à 2030. Le parc comprend 28 GW d'éolien terrestre, 9 GW d'éolien en mer, 24 GW de photovoltaïque et 3 GW d'hydraulien, ce qui représente une production de l'ordre de 135 TWh à laquelle il convient de rajouter la production hydraulique (de l'ordre de 60 TWh) pour obtenir le volume de production renouvelable totale. »

<sup>3</sup> Corrigée de l'aléa climatique et de la consommation du secteur de l'énergie.

prévisionnel proposé par RTE et ADEME dans leur rapport « *Signal prix du CO2, Analyse de son impact sur le système électrique européen* »<sup>4</sup> en est l'illustration : l'augmentation des consommations dues aux nouveaux usages de l'électricité (voiture électrique et pompes à chaleur : 41 TWh) et à la croissance démographique (66 TWh) y est compensée par les économies d'électricité (105 TWh).

### **Un espace restreint pour l'exportation**

Pour assurer une telle consommation d'électricité, il faut, compte tenu des consommations internes de la production d'électricité<sup>5</sup> et du pompage, produire 505 TWh. La figure 2 montre qu'il faut alors au moins 202 TWh de production d'électricité renouvelable pour atteindre les 505 TWh nécessaires tout en respectant la loi de transition.

En deçà d'une production de 202 TWh de renouvelables, la production totale d'électricité correspondante ne suffit pas à satisfaire les besoins à hauteur de 480 TWh. Ce n'est donc qu'au delà de cette valeur de production renouvelable que des possibilités d'exportation se dégagent jusqu'à une valeur de 42,5 TWh.

Pour une production de 178 TWh de renouvelables (le bas de la fourchette de la PPE) il faut faire tomber cette consommation de 60TWh (12%) et ne plus exporter le moindre kWh.

La figure 2 indique également que tout dérapage de la consommation d'électricité au delà de 480 TWh modifie à la hausse le seuil minimum de production d'électricité renouvelable nécessaire au respect de la loi.

Les seules marges de manœuvre permettant des exportations nettes d'électricité plus importantes résideraient dans des économies d'électricité supplémentaires (permettant de faire chuter les besoins au dessous de 480 TWh) ou un dépassement des objectifs les plus optimistes de la PPE.

En adoptant des objectifs quantitatifs trop peu ambitieux en ce qui concerne les énergies renouvelables, le gouvernement s'interdit en fait toute marge de manœuvre sur la consommation d'électricité en 2030 et sur l'exportation de courant s'il entend respecter les contraintes imposées par la loi de transition énergétique.

L'exportation massive d'électricité vers d'autres pays européens évoquée par certains pour justifier le maintien d'un parc nucléaire significativement plus important que celui strictement nécessaire aux besoins nationaux relève donc largement de la spéculation sur une modification de la loi de transition énergétique...

### **Exporter malgré tout pour des raisons économiques ?**

Le contournement par divers artifices des exigences de la loi<sup>6</sup> ou sa remise en cause partielle par la prochaine législature est à l'ordre du jour politique dans le cadre de la préparation des élections présidentielles. L'un et l'autre sont généralement justifiés par des considérations économiques : puisque les centrales existent nous dit-on et qu'elles présentent des coûts marginaux faibles au MWh, pourquoi ne pas en profiter pour exporter notre surplus d'électricité vers des pays comme le Royaume-Uni en déficit structurel d'électricité ?

---

<sup>4</sup> Cf. note n°2.

<sup>5</sup> L'autoconsommation du parc nucléaire est de l'ordre de 5% de sa production brute, celle des centrales thermiques fossiles et biomasse de l'ordre de 3% et celle des systèmes renouvelables négligeable, le pompage consomme de l'ordre de 8 TWh.

<sup>6</sup> Avec par exemple le glissement d'exigences de parts déterminées du nucléaire et des renouvelables dans la **production** électrique à des parts déterminées... dans la **consommation** d'électricité.

Il s'agit de fait de prolonger voire d'étendre et d'amplifier la politique pratiquée depuis une quinzaine d'années qui est la conséquence d'un surdimensionnement du parc. Une fois l'investissement initial amorti, l'exportation des surplus d'électricité, dont seuls les frais d'exploitation et de combustibles seraient à prendre en compte<sup>7</sup> se justifierait.

Mais ce raisonnement ne peut s'appliquer car il omet la remise aux normes indispensable à la prolongation de la durée de vie d'un réacteur du parc actuel qu'on destinerait à l'exportation d'électricité. Du point de vue économique on peut en effet assimiler l'opération « Grand carénage » d'un réacteur, indispensable pour prolonger sa durée de vie de 10 ou 20 ans et le mettre aux normes de sûreté requises, à la création d'un nouvel outil de production dont le coût d'investissement serait celui du grand carénage, dont le coût estimé est de l'ordre de 1600 €/ kW.

Sur cette base la Cour des comptes estime le coût/MWh du nucléaire ainsi « grand caréné » autour de 65€ pour un fonctionnement de 7000 h par an (taux de charge de 80%). C'est un minimum puisque ce coût augmente très vite si l'utilisation du réacteur rénové n'est plus quasiment continue comme le montre le tableau 1 :

Tableau 1 - Coût de l'électricité produite par un réacteur après grand carénage en fonction de sa durée annuelle d'utilisation

€/MWh	7000	6000	5000	4000	3000	2000
Parc rénové	63	70	85	104	136	200

Source : calcul de l'auteur à partir des données de la Cour des comptes

Ce tableau se lit ainsi : le coût /MWh de production d'un réacteur rénové pour l'affecter à l'exportation est de 63 € s'il est utilisé 7000h /an. S'il n'est globalement utilisé que 3000 h/an, ce coût de production atteint 136 €/MWh.

C'est sur ces bases qu'on pourra juger de l'opportunité économique d'investir dans le maintien en marche d'un réacteur supplémentaire pour les besoins de l'exportation sur le marché européen.

### **Le marché européen de l'électricité**

D'ici 2030 le système de production européen d'électricité, actuellement très sur-capacitaire avec pour conséquence des prix de marché déprimés (25€/MWh), va accueillir dès 2020 de l'ordre de 110 GW de capacités électriques renouvelables (éolien, solaire) supplémentaires (et 250 GW en 2030) qui viendront s'ajouter aux capacités éoliennes et photovoltaïques existantes (200 GW), aux capacités hydrauliques existantes (210 GW), aux capacités les plus récentes à combustibles fossiles (CCG de rendement>50%, centrales à charbon de rendement 46%, pour plus de 130 GW) et aux capacités nucléaires les moins anciennes (60 GW).

Un paysage électrique caractérisé par une croissance forte de la proportion de capacités à production variable qui va très probablement entraîner un trafic accru d'électricité entre pays européens en fonction des aléas météorologiques, mais à des prix de marché très fluctuants.

Le tout dans un contexte où les contrats à long terme entre la France et ses voisins ont quasiment disparu (sauf marginalement avec la Suisse).

<sup>7</sup> Moins de 30 €/MWh pour un fonctionnement de 7000 heures par an.

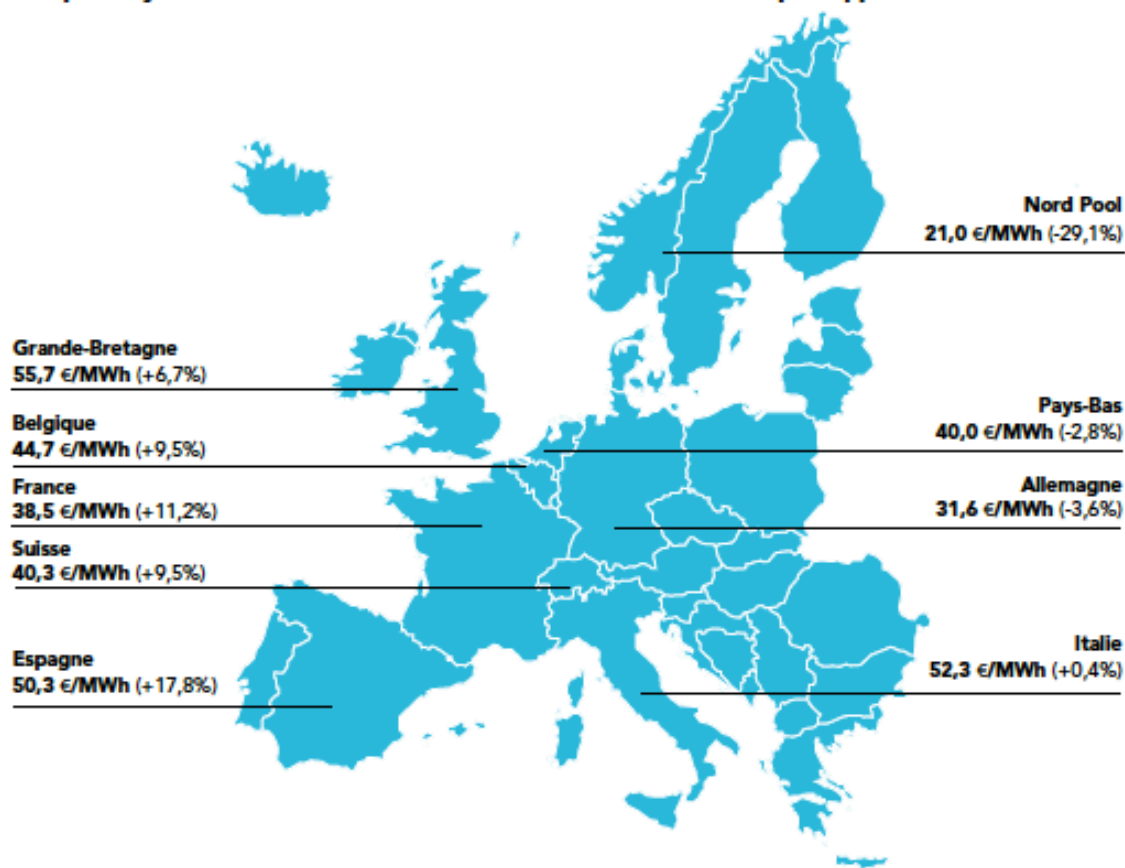
En ce qui concerne la demande d'électricité, la période 2010-2014 se caractérise par la prolongation d'une baisse légère mais continue de l'ordre de 1%/an de la consommation de l'Union européenne (3210 TWh en 2014 contre 3367 TWh en 2010)<sup>8</sup> engagée avec la crise financière de 2007 et la plupart des experts anticipent une stagnation, voire une poursuite de la diminution de cette consommation d'électricité dans la décennie qui vient.

Dans ce contexte l'électricité nucléaire issue de capacités supplémentaires maintenues spécifiquement dans l'objectif d'exportation sera très probablement vendue à perte.

En 2015 par exemple, où les prix moyens de l'électricité de gros se sont situés entre 21€ et 55,7€ selon les pays, l'exportation d'électricité nucléaire aurait entraîné des pertes de 10 à 45 €/MWh dans le meilleur des cas (Figure 3).

Figure 3

**Prix spot moyens sur les bourses de l'électricité en 2015 et évolution par rapport à 2014**



Sources : bourses européennes de l'électricité (pour Nord Pool : prix système ; pour l'Italie : Prezzo Unico Nazionale ou PUN)

Même dans l'hypothèse d'une modification de la loi de transition énergétique permettant une détente des contraintes qui pèsent sur le mix de production électrique en 2030, il n'y aurait donc aucun intérêt économique à maintenir en vie un certain nombre de réacteurs au prix d'opérations de grand carénage si le but était d'en exporter le courant sur le marché européen.

<sup>8</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity : «L'électricité en Europe 2014. Synthèse de la production, de la consommation et des échanges d'électricité au sein de l'ENSTO-E», , traduction RTE, mai 2015 ([http://www.rte-france.com/sites/default/files/entsoe\\_electricite\\_en\\_europe\\_2014\\_web.pdf](http://www.rte-france.com/sites/default/files/entsoe_electricite_en_europe_2014_web.pdf)).

## **Conclusion**

Compte tenu des ambitions très modestes affichées dans la PPE pour les renouvelables, la justification du maintien d'une partie du parc nucléaire actuel par l'augmentation des exportations d'électricité est incompatible avec les contraintes de la loi de transition énergétique.

Et même si ces contraintes étaient revues à la baisse pour les renouvelables et à la hausse pour le nucléaire, les conditions du marché européen de l'électricité ne permettraient pas d'amortir les investissements de grand carénage des réacteurs dédiés à cet objectif d'exportation.

Il va donc falloir trouver des arguments plus crédibles que celui de l'exportation pour éviter d'aborder la question incontournable d'un programme de fermeture d'une bonne vingtaine de réacteurs d'ici 2030.