

Contribution à la comparaison des coûts des différents moyens de production d'électricité

Dans son dernier rapport sur le coût des énergies renouvelables, la Cour des comptes s'émeut du montant faramineux des subventions, 121 milliards € au total, qui seront versées pour toutes les installations mises en service jusqu'en 2017 et constate que les résultats obtenus sur la réduction des gaz à effet de serre sont dérisoires du fait, dit-elle, d'une erreur sur la cible de l'action, visant l'électricité déjà décarbonée au lieu des secteurs les plus émetteurs de gaz à effet de serre, comme le chauffage ou les transports routiers. Enfin, la Cour appelle dans son rapport à « *asseoir la politique énergétique sur des arbitrages rationnels fondés sur la prise en compte du coût complet des différentes technologies* ».

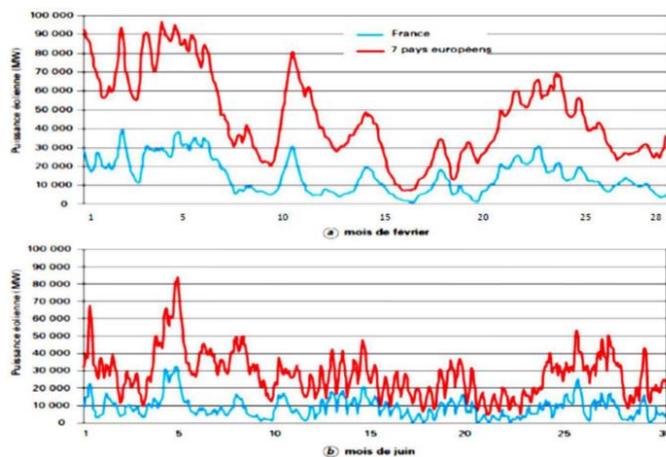
Par ailleurs, dans un article de la Tribune du 6 avril 2018, intitulé « Les coûts lisses de l'électricité », Stéphane Ambec et Claude Crampes de la Toulouse School of Economics, précisent que « *Le LCOE ("levelized cost of energy" ou « coût actualisé de l'énergie ») est un concept de coût utile quand on veut comparer des technologies aux profils temporels identiques, par exemple plusieurs types de panneaux photovoltaïques* ». Ils ajoutent : « *l'unité vraiment pertinente s'agissant de l'électricité n'est pas le MWh produit, c'est le MWh livré en un lieu donné à une date donnée. La crédibilité des engagements à réaliser de telles livraisons s'accommode mal de l'intermittence des énergies renouvelables prises isolément. Il faut donc ajouter au LCOE des éléments dynamiques et stochastiques tirés des coûts des technologies complémentaires nécessaires pour garantir l'offre d'électricité à partir de sources intermittentes* ». En clair, cela veut dire que comparer les coûts de revient bruts du kwh produit par l'éolien et le solaire, énergies intermittentes, avec celui du nucléaire n'a pas de sens parce que le service rendu n'est pas le même et, pour rendre la comparaison pertinente, il faut ajouter au coût de revient de l'électricité produite, le coût de revient des moyens nécessaires pour pallier l'intermittence (stockage, moyens de production de complément, ...).

Avant de calculer les coûts qu'il conviendrait d'ajouter pour que la comparaison soit pertinente, il faut d'abord les préciser.

Une éolienne¹ ne produit à pleine puissance qu'en moyenne aux alentours de 22% du temps en France (21,6 % en 2017 selon RTE dans son bilan électrique). Sa production n'est pas synchrone avec une consommation d'électricité, elle-même variable, qui doit être à chaque instant compensée par une production ou un déstockage d'électricité de même niveau.

Par ailleurs, même avec un réseau électrique très développé en Europe, le foisonnement géographique intervient peu car il n'y a que deux régimes de vent, océanique et méditerranéen, séparés par des massifs montagneux (Alpes et Pyrénées) qui rendent les échanges difficiles et extrêmement coûteux.

¹ L'étude ne porte que sur les éoliennes mais la méthode développée peut aussi s'appliquer au cas des centrales solaires photovoltaïques



La production des éoliennes en France et dans 7 autres pays européens

Enfin, les éoliennes ayant une inertie faible et les variations de la force du vent pouvant être importantes et très rapides, leur production peut être brutalement réduite voire interrompue, mettant en péril la sûreté et la stabilité du réseau électrique².

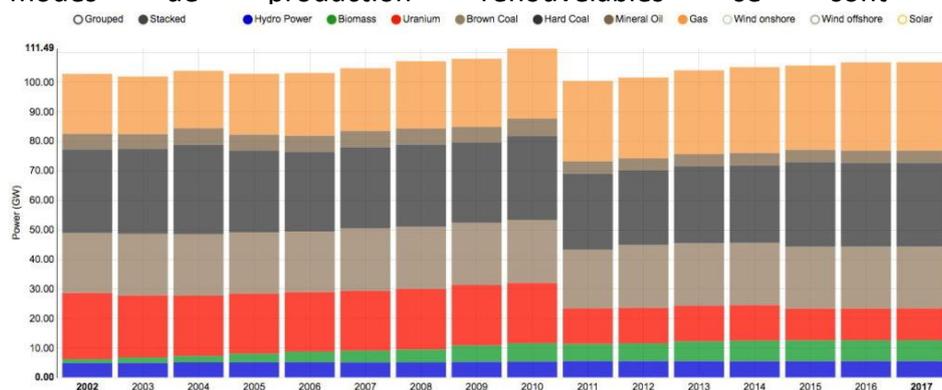
Ces problèmes seraient résolus si nous disposions de moyens de stockage de l'électricité en grande quantité ou de la capacité de piloter la consommation pour l'adapter à la production. Mais, aujourd'hui nos capacités de stockage et de modulation sont faibles et les développements envisagés limités. Les plus importants moyens de stockage aujourd'hui disponibles sont les lacs équipés de stations de pompage (STEP) dont la puissance installée n'est que de 5 GW en France, soit 5 à 10% de la puissance maximale appelée et de l'ordre de 7 % de la puissance installée des éoliennes et des panneaux photovoltaïques. De même, malgré les nombreuses expérimentations de réseaux « intelligents », il n'y a pas encore de dispositifs permettant de moduler de façon sensible et rapidement la consommation en fonction de la production. De toute façon, même si les recherches aboutissent un jour, le coût du stockage ou de la modulation de la consommation ne sera pas négligeable et viendra s'ajouter au coût de l'électricité produite par les éoliennes (ce coût est de 50 à 100 €/MWh dans le cas des STEP). Enfin, il est à craindre que tous les moyens de stockage qui seront disponibles auront une autonomie limitée à quelques heures, voire quelques jours et ne permettront pas de pallier une absence de production des éoliennes de plusieurs jours voire semaines comme cela s'est produit pendant l'anticyclone de l'hiver 2016-2017. A titre indicatif, la consommation moyenne sur deux jours en France est de l'ordre de 3 TWh et il faudrait l'équivalent de 12 millions de tonnes de batteries Li-ion pour en assurer le stockage³.

En conséquence, il est indispensable de disposer sur le réseau d'autres moyens de production, de puissance équivalente, dits pilotables car capables d'adapter leur production en fonction de la consommation et de la production des éoliennes, pour compléter ou remplacer cette dernière lorsqu'il n'y a pas assez de vent ou un vent dont la vitesse dépasse 90 km/h - 100 km/h, seuil au-delà duquel l'éolienne doit être arrêtée. Le coût de revient de ces moyens doit être ajouté à celui des éoliennes comme le préconisent les économistes de l'université de Toulouse.

² L'état d'Australie du sud, dont les centrales solaires et éoliennes représentent plus de 50 % de sa capacité théorique de production, a connu 4 coupures d'électricité géantes au cours de l'été austral 2016-2017 (28/09/2016, 1/12/2016, 27/12/2016 et 20/01/2017), à la suite d'orages violents qui ont entraîné l'arrêt brutal des éoliennes.

³ Source : colloque ATEE du 24/05/2016 « Le stockage d'énergie ».

A noter qu'en Allemagne, le total de la capacité installée est identique aujourd'hui à ce qu'il était avant le début de « l'Énergie Wende », alors que la consommation n'a pas augmenté, et que les modes de production renouvelables se sont fortement développés.



Evolution de la capacité installée en modes pilotables en Allemagne. Source [Energy Charts](#).

Mais, il n'est pas facile de déterminer le coût de revient de ces moyens de production pilotables car leur utilisation est aléatoire, avec un coût de revient lui-même très variable et dépendant étroitement de la technologie choisie (nucléaire, gaz, charbon, hydraulique), de leur durée de fonctionnement et de l'âge de l'installation⁴.

En revanche, il est possible de déterminer un ordre de grandeur de la valeur commerciale de l'énergie produite par une éolienne et ainsi de cerner le prix d'achat, par un éventuel client, de cette électricité. Comme nous venons de le voir, cette dernière est produite au gré du vent et, chez nous, de manière asynchrone avec les besoins du client. Sa commercialisation directe apparaît même quasi impossible faute de moyens de stockage. Avec le système de l'obligation d'achat par EDF de l'électricité fournie par les éoliennes, le producteur n'a pas ce problème de commercialisation puisqu'EDF mixe « naturellement » cette énergie intermittente avec sa propre production. Mais, ce n'est plus le cas avec la mise en place d'un nouveau dispositif d'aide au renouvelable qui repose, pour les installations éligibles (plus de 18 MW ou de 6 machines), sur un système d'appel d'offre avec vente de l'énergie par le producteur et compensation de l'écart entre le prix de vente, sur lequel s'engage le producteur qui concourt à l'appel d'offre, et le prix du marché. Le producteur doit, dans ce cas, soit acheter sur le marché la production de remplacement, soit vendre⁵ sa production à un autre producteur (appelé agrégateur) disposant de ces moyens. A noter que, compte tenu de l'imprévisibilité et de l'intermittence de l'électricité qu'il produit, il semble difficile d'envisager l'achat sur le marché de cette production, sauf à se servir sur le marché spot à un prix d'autant plus élevé que les prix du marché sont généralement inversement proportionnels à la production des éoliennes⁶.

Dans le cas où il est fait appel à des moyens de production en complément, le producteur éolien ou l'agrégateur qui lui rend le service, doit, a minima, assurer l'exploitation et l'amortissement des moyens de production pilotable qu'il met sur le réseau. Ce sont des charges fixes. La valeur de l'électricité produite par les éoliennes peut alors se mesurer à travers les économies réalisées par l'agrégateur par l'arrêt ou la baisse de la production de ces moyens de complément. Lorsque cette production complémentaire nécessite de consommer du combustible, charbon, fuel, gaz, bois ou

⁴ Pour plus de précision sur les difficultés rencontrées dans la détermination du coût de revient, cf. l'audition de Marcel Boiteux page 186 du rapport Valter n°2618 de l'Assemblée Nationale du 5 mars 2015.

⁵ Ou acheter le service

⁶ Ils ont même été négatifs à de nombreuses reprises en Allemagne (147 fois en 2017) lors de périodes de forte production des éoliennes et de faible consommation d'électricité en Europe.

uranium, c'est le coût du combustible économisé qui donne une valeur à la production de l'éolienne. C'est ce qu'on appelle, dans le jargon des énergéticiens, le coût marginal⁷ :

	Nucléaire	Charbon	Gaz
Coûts marginaux(€/MWh)	5-10	20-25	35-45

(Sources : Cours des comptes pour le nucléaire et RTE-ADEME, mars 2016: Signal prix du CO2).

Ce montant est cependant un majorant du prix d'achat par l'agrégateur qui doit aussi faire des bénéfices et, également, conserver, surtout dans le cas de centrales au charbon et nucléaires qui ont besoin de plusieurs heures pour démarrer, une partie de ces moyens de production complémentaires en fonctionnement, à faible puissance pour pallier sans délai l'arrêt de la production des éoliennes⁸.

Peut-on utiliser l'hydraulique en complément ? Environ 50 % de cette production est réalisée « au fil de l'eau » et ne peut donc pas être modulée à la demande sans perte de l'énergie productible qui ne peut être stockée. En ce qui concerne l'énergie hydraulique stockable (celle des lacs et barrages), sa souplesse lui permet de produire à la demande, à condition qu'il y ait de l'eau dans le réservoir bien entendu, en particulier en pointe lorsque les cours du marché sont les plus élevés. Même si ces derniers sont généralement concomitants avec les périodes de faible production de l'éolien, il n'est pas certain que cela soit la façon la plus rentable d'utiliser l'hydraulique, même si cela permet de faire des offres d'électricité verte commercialisables à un prix plus élevé.

En conclusion, en France, où la production « de complément » est essentiellement nucléaire, l'éolien a une valeur commerciale de quelques €/MWh, très inférieure au seuil de rentabilité⁹ de l'éolien¹⁰. En revanche, en Allemagne, où la production « de complément » est réalisée avec du charbon ou du gaz, la valeur commerciale de l'électricité produite par les éoliennes est sensiblement plus élevée, jusqu'à 45 €/MWh, à peine inférieure au seuil de rentabilité pour les installations les plus performantes et les mieux situées.

Si, en Allemagne, ce dispositif permet de réduire le recours à de l'électricité produite avec des énergies fossiles¹¹, en revanche, en France, en incitant à choisir en complément des énergies fossiles, **il conduit à augmenter la production de gaz à effet de serre, ce qui est totalement contraire à l'objectif recherché de lutte contre le réchauffement climatique.**

⁷ Idem 4, p.183 à 186 où Marcel Boiteux explique les principes de la tarification au coût marginal.

⁸ C'est ce qui explique les coûts négatifs évoqués ci-dessus.

⁹ Cette absence de rentabilité peut expliquer que la France ait décidé de déroger à la Directive européenne en maintenant l'obligation d'achat par EDF sur les installations de moins de 18 MW.

¹⁰ Pour l'éolien terrestre de 50 € à 80 €/MWh selon les technologies et les lieux d'implantation.

¹¹ Il incite malheureusement plutôt à réduire l'utilisation des centrales au gaz, moins émettrices de CO2 que le charbon ou le lignite,