



## L'ADEME a été prudente en ne publiant pas son scénario

### « 100% renouvelable en 2050 »

*Bernard Tamain et Hervé Nifenecker*

*Sauvons Le Climat (21 avril 2015)*

#### Résumé

Dans son étude « 100% renouvelable en 2050 », l'ADEME cherche à démontrer qu'en 2050, il sera possible de se passer, au moins dans le secteur de la production électrique, à la fois du recours aux énergies fossiles et au nucléaire. De plus, selon l'ADEME, ce résultat devrait être économiquement acceptable. C'est ainsi que le coût du MWh dans le scénario « 100% renouvelable » est annoncé à 65 euros tandis que celui du scénario « 40% renouvelable (50% nucléaire) » affiche le MWh à 71 euros. Ce résultat est obtenu grâce à une décroissance considérable du coût du mix renouvelable passant de 117 euros en 2010 à 76 euros en 2050. Inversement, le coût du nucléaire passerait de 45 euros en 2010 (tarif ARENH) à 80 euros en 2050.

Nous montrons que les coûts des renouvelables affichés par l'ADEME dans le scénario 100% renouvelable sont fortement sous-estimés, notre évaluation du coût du mix renouvelable le situant entre 91 et 111 €/MWh, tandis que nous estimons celui du scénario 40% renouvelable à 64 €/MWh.

#### Introduction

Grâce à des fuites discrètement organisées dans la presse, « Sauvons le Climat » a pu prendre connaissance du scénario de l'ADEME « Vers un Mix électrique 100% renouvelable en 2050 ». Le texte publié ne donne pas beaucoup de détails sur les calculs qui sont, comprenons-nous, donnés dans d'autres documents auxquels nous n'avons pas eu accès. Nous avons donc dû faire un travail de détective au long des 119 pages du rapport révélé par MediaPart pour comprendre comment les coûts annoncés pouvaient avoir été obtenus. Cette procédure n'exclut pas la possibilité d'inexactitudes, mais il est possible et souhaitable que notre travail incitera l'ADEME à donner les précisions permettant de poursuivre une analyse critique plus approfondie de ses hypothèses et extrapolations.

Avec beaucoup d'argent, on sait depuis longtemps qu'on peut obtenir une production d'électricité purement renouvelable, à condition de disposer de moyens de stockage considérables. La question est de savoir, précisément, quel serait le coût d'un tel programme. Or, c'est bien là que le bât blesse. SLC a refait les calculs de l'ADEME et le résultat est sans appel. Alors que, hors stockage, l'ADEME prévoit un coût de production de l'électricité de 54 €/MWh, l'estimation de SLC atteint 68 €/MWh. Ajoutant les coûts de stockage la différence se creuse puisque l'ADEME prévoit un coût de 65 €/MWh que SLC réévalue à un coût compris entre 93 et 111 €/MWh. Ces coûts sont à comparer aux 64 €/MWh que nous estimons pour le scénario à 40% de renouvelables (tout compris, puisqu'il n'y a pas besoin de stockage dans ce cas).

Le premier pari discutable de l'ADEME est de supposer des évolutions très optimistes du coût des productions renouvelables éoliennes et photovoltaïques. Si on utilise les coûts 2010 de ces productions, le coût de la production d'électricité du scénario de l'ADEME atteindrait 109 €/MWh hors stockage, c'est-à-dire que l'ADEME fait l'hypothèse d'une baisse du coût de l'énergie de 47% en 35 ans. Le détail des évolutions entre 2010 et 2050 est indiqué dans le Tableau 1

	Coûts observés en 2010 €/MWh	Coûts supposés par l'ADEME en 2050€/MWh
Cogénération bois	80	80
PV toiture	260	85
PV sol	190	60
Eolien au sol nouvelle génération	82	65
Eolien au sol ancienne génération	82	64
Eolien en mer posé	200	80
Hydraulique à réservoir	30	30
Fil de l'eau	30	30

**Tableau 1**  
**Comparaison des coûts de production d'électricité 2010 et 2050 selon l'ADEME**

Nous avons, tout d'abord, repris les coûts proposés par l'ADEME qui nous paraissaient discutables.

### **Coût du Photovoltaïque sur toiture.**

On estime que les cellules PV représentent actuellement environ 1/3 du coût total de 260 €/MWh, soit 87 €/MWh. La rapide décroissance du coût des cellules PV observée au cours des 20 dernières années est due, pour partie, aux progrès technologiques (passage du monocristallin au polycristallin, par exemple).

Mais la partie essentielle de cette décroissance est due à l'irruption de la Chine sur le marché. Un tel événement ne se reproduira pas. On supposera, toutefois, de façon optimiste, une réduction d'un facteur 3 de cette part en 2050, soit un coût des cellules PV de 29 €/MW.

La partie restante, essentiellement mécanique (assemblage des modules, pose, raccordement, mais aussi régulation et conversion de puissance) de 173 €/MWh est supposée baisser de 30%, soit 121 €/MWh.

Au total, nous obtenons un coût du photovoltaïque sur toiture de 150 €/MWh au lieu de 85 €/MWh dans les projections de l'ADEME (280 €/MWh en 2010).

### **Calcul du PV sur sol**

En 2010, le coût de l'électricité photovoltaïque produite par des modules posés au sol était de 190 €/MWh. On suppose la même contribution des cellules, soit 87 €/MWh. La partie mécanique est alors de 103 €/MWh.

La partie cellule devient 29 €/MWh et la partie fixe est ramenée à 72 €/MWh.

Au total, nous retenons un coût de 101 €/MWh au lieu de 60 €/MWh pour l'ADEME (190 €/MWh en 2010).

## Calcul de l'éolien au sol

Partant d'un coût actuel de 82 €/MWh, l'ADEME prédit 65 €/MWh. Cette évolution nous paraît raisonnable. Toutefois, l'augmentation de 30% du temps de fonctionnement à pleine puissance pour les éoliennes de nouvelle génération nous paraît hasardeuse (les meilleurs emplacements étant déjà occupés). Par ailleurs, l'importance de la puissance installée (la production annuelle est accrue d'un facteur 18 par rapport à 2014 et fait appel à 75% du gisement éolien total) pose clairement le problème de l'importance des territoires concernés.

## Calcul de l'éolien en mer

En 2010, les résultats des appels d'offre de l'éolien en mer sont à plus de 220 €/MWh.

La différence de coût entre l'éolien en mer et l'éolien à terre reflète les difficultés de l'environnement marin en ce qui concerne la construction des fondations sous-marines (éoliennes et réseau électrique) ainsi que la rudesse des conditions des interventions de maintenance. La différence entre les deux systèmes dépassait 140 €/MWh en 2010. L'ADEME envisage de la ramener à 15 €/MWh. Une telle réduction ne nous semble pas crédible. Nous estimons qu'une différence ramenée à 85 €/MWh serait plus raisonnable, bien qu'optimiste. Le coût total serait donc de 150 €/MWh. De plus, les efficacités supposées frôlent les 50% alors que toutes les données des parcs off-shore déjà réalisés (hors Mer du Nord) conduisent plutôt à une efficacité proche de 30% (exemple du parc off-shore d'E-ON en Ecosse).

Les surestimations de rendement de l'éolien terrestre ou marin sont bien sûr problématiques, puisque l'éolien assurerait à lui seul plus de la moitié des besoins. Elles expliquent pourquoi la puissance totale installée ne serait augmentée que de 55% par rapport à la puissance totale installée aujourd'hui pour la production électrique. Bien sûr, ce pourcentage croît fortement si les rendements supposés ne sont pas atteints.

## Coût du stockage

Les énergies renouvelables intermittentes ont des propriétés telles que leur production peut tomber à un niveau très bas par rapport aux besoins ; inversement, si elles fournissent une part importante de la production annuelle totale, dans les conditions favorables, elles fournissent plus que les besoins. Or, s'agissant d'énergie électrique, la production doit égaler la consommation à tout instant. Il est alors nécessaire de stocker les surplus pour recourir à un déstockage lors des épisodes de faible production.

L'ADEME prévoit trois formes de stockage :

- Le stockage de court-terme fait appel à des batteries ou des cycles de compression-dépression de l'air. Les durées de stockage sont de quelques heures. Ces systèmes sont particulièrement adaptés à la production photovoltaïque. L'ADEME envisage de déstocker 22 TWh/an. Elle chiffre le coût de ce stockage à 58 €/MWh .

Rappelons que, d'une façon généralement admise, le coût du stockage de la production photovoltaïque d'installations autonomes est au moins deux fois celui de la production proprement dite, soit, dans les conditions de 2010, au minimum 500 €/MWh.

Un calcul simple permet de confirmer que le coût du stockage de courte durée proposé par l'ADEME est largement sous-estimé. Les batteries de voitures électriques actuelles conduisent à des investissements de l'ordre de 0,4 M€ par MWh stocké. En principe ces batteries sont en pleine charge pendant les journées d'été. L'ADEME envisage 178 cycles par an, soit une durée de vie des batteries comprises entre 11 et 28 ans selon le nombre de cycles possibles (2000 ou 5000). En supposant un taux d'actualisation de 5%, on trouve un coût compris entre 126 et 214 €/MWh. Pour un taux d'actualisation de 8%, les coûts seraient compris entre 167 et 246 €/MWh.

Dans le scénario de référence, la puissance de déstockage à court terme est de 12,2 GW et l'énergie stockée de 22 TWh.

- Le stockage journalier fourni par des STEP dont le coût serait, selon l'ADEME, de 46 €/MWh pour une puissance inférieure à 7 GW. Ces valeurs, qui s'appuient sur l'expérience, paraissent raisonnables. Mais la puissance installée supposée par l'ADEME correspond à un accroissement significatif (actuellement la puissance des STEP au turbinage est de 4,2 GW) du nombre des STEP qu'il sera difficile de construire (compte tenu de la saturation des sites nationaux).

L'énergie stockée pour les 52 cycles annuels moyens de pompage-turbinage par STEP, envisagés par l'ADEME serait de 12 TWh.

- Le stockage inter-saisonnier qui repose sur une première transformation d'énergie électrique en hydrogène par électrolyse puis en méthane par la réaction dite de Sabatier, et une deuxième transformation par combustion du méthane qui produit de l'électricité. Le méthane peut alors être stocké en été pour être déstocké hiver. L'ADEME estime un coût de cette forme de stockage à 138 €/MWh et avance un rendement de 33% pour l'ensemble du processus. Dans ce cas, il faut, bien entendu, ajouter la perte de 2MWh par MWh produit due au rendement de 33%. L'éolien étant valorisé à 65 €/MWh on voit que le surcoût réel de stockage est de  $168 + 2 * 130 = 268$  €/MWh. Avec un rendement plus réaliste de 20% le surcoût réel de stockage atteindrait 528 €/MWh.
- Dans le scénario de référence, la puissance de déstockage inter-saisonnier est de 17 GW et l'énergie annuelle produite de 27 TWh

## Récapitulatif

Compte tenu des quantités d'électricité déstockées, alors que le coût annuel du stockage estimé par l'ADEME est de l'ordre 5,5 G€, nous le situons entre 11,5 et 20,3 G€.

Hors stockage l'ADEME estime à 26 G€ le coût total de la production que nous corrigeons à 33 G€. En ajoutant le coût du stockage l'ADEME atteint 31,5 G€ alors que notre fourchette va de 44,5 à 53,5 G€.

Ramenés à une production de 482,5 TWh le coût moyen est de 54 €/MWh dans le scénario de l'ADEME et 68 €/MWh après correction. En comptant le stockage, nous réévaluons l'estimation de 65 €/MWh de l'ADEME à une valeur comprise entre 93 et 111 €/MWh..

	Coût hors stockage G€	Coût du MWh hors stockage €/MWh	Coût total (stockage inclus) G€	Coût total du MWh (stockage inclus) €/MWh
ADEME	26	54	31,5	65
ADEME revu SLC	33	68	44,5-52,5	93-111

**Tableau 2**

**Récapitulation des coûts totaux et par MWh obtenus dans le scénario de référence original de l'ADEME et de ceux que nous calculons. En 2014 le coût de production de l'électricité en France était d'environ 22 G€ pour une production de 540 TWh**

## **Le problème des réseaux**

L'étude de l'ADEME repose essentiellement sur le solaire et surtout l'éolien. Elle ne prend pas en compte le fait que ces productions sont diffuses et impliquent donc des modifications profondes des réseaux électriques locaux. Les variations brutales de production liées aux variations du vent et de l'ensoleillement sont totalement ignorées

## **La gestion de l'intermittence est un problème sous-estimé**

Le principal problème de l'étude ADEME est la façon dont est gérée la grande question de l'intermittence des énergies renouvelables éolienne et solaire.: biomasse, barrages, électricité au fil de l'eau, énergies marines, solaire thermodynamique à concentration, mais surtout importations, stockage et ... contraintes sur l'utilisation de l'électricité. Au total plus du tiers de la production électrique est mobilisé soit sous forme de stockage soit sous forme de décalage de consommation ou d'échange avec l'étranger.

### **Les contraintes :**

Il s'agit de donner aux opérateurs l'autorisation de décaler vers les heures de production solaire ou éolienne une grande partie des usages qui sont « déplaçables » : charges des batteries des véhicules automobiles, chauffage des habitations, usages dits « blancs » comme les lessives et les utilisations de sèche-linge. Le gisement mobilisé à ce niveau (14% de la consommation totale) est une contrainte très forte pour le citoyen et impliquera des frais d'installations électriques mal décomptés dans

l'étude. Le problème de fond est que le solaire photovoltaïque n'est pas en phase avec les besoins et que le vent est, quant à lui, aléatoire.

### **Les importations :**

La puissance de stockage du scénario de référence de l'ADEME atteint 36 GW. La puissance des productions intermittentes atteint 170 GW. Le seul stockage de l'électricité ne suffit pas à assurer l'équilibre entre consommation et production. Des flux d'une puissance de 10 GW d'import-export sont nécessaires pour atteindre ce but. Les importations feront massivement appel à des centrales fossiles installées à l'étranger et donc hypocritement non prises en compte. Notons l'importance de ces importations : 56 TWh c'est-à-dire 13% de la consommation totale du pays. L'indépendance énergétique du pays est donc mise à mal. Les auteurs de l'étude compensent ces importations par des exportations d'électricité renouvelable en supposant un coût global nul. Or, les exportations seront menées à des heures de forte production solaire et éolienne qu'auront, au même moment, tous les pays mitoyens, alors que les importations, supposées au même prix, auront lieu à des moments de forte tension européenne (nuits froides d'hiver avec un large anticyclone sur l'Europe). L'hypothèse d'un bilan financier nul est donc clairement fausse.

### **La consommation électrique**

La consommation électrique est supposée décroître de 10% (de 470 à 422 TWh) alors que la population va croître de 10% (surplus de consommation de l'ordre de 10% soit 47 TWh), qu'il faudra alimenter 10 millions de voitures électriques nécessitant un approvisionnement en électricité de 30 TWh. La seule décroissance notable peut être celle due au chauffage électrique qui ne peut qu'être limitée (moins de 50 TWh) pour deux raisons : d'abord, les logements actuellement chauffés par cette voie sont déjà relativement bien isolés ; ensuite, il sera nécessaire de développer un autre mode de chauffage électrique, celui des pompes à chaleur (PAC), développement qui sera indispensable pour réduire les émissions de gaz à effet de serre du pays. Le surplus de consommation électrique pour les PAC est estimé dans le rapport ADEME à 35 TWh. Dans ces conditions, le bilan global est plutôt une augmentation de 60 TWh, et la baisse de consommation relève du vœu pieux plus que d'une analyse réaliste tenant compte de l'ensemble des besoins.

### **Retour sur le stockage :**

Le stockage saisonnier est en soi un problème car son rendement médiocre (33% selon l'ADEME, sans doute plutôt 20%) correspond à une baisse d'efficacité énergétique majeure qui induit des coûts multipliés par au moins 5 par rapport au coût de production initial, tous ces coûts étant pourtant soigneusement minimisés... Au total, la production de référence doit être de 482,5 TWh dont 60 TWh (14% de la consommation totale) sont purement et simplement perdus essentiellement à cause des rendements.

Quant au stockage de court terme qui représente une dizaine de TWh annuels, les chiffres supposés par l'ADEME reviennent à admettre une réduction des coûts de plus d'un facteur 5 par rapport aux meilleures batteries disponibles en 2015.

Dans le cas du stockage par STEP, qui représente lui aussi une dizaine de TWh annuels, la capacité disponible doit être significativement augmentée (d'au moins 50%) ce qui pose le problème de la faisabilité d'une telle augmentation de capacité.

Dans tous les cas, un aspect essentiel est la puissance instantanée et ses variations, que devrait supporter le réseau. Par exemple, dans la région PACA, la puissance instantanée un jour ensoleillé excède d'un facteur 5 la puissance utile, ce qui implique bien sûr un dimensionnement adéquat du réseau local, non pris en compte dans le rapport.

### **La comparaison avec le nucléaire.**

Le but principal de l'étude de l'ADEME, fortement influencée par le Fraunhofer Institut, porte drapeau du tournant énergétique allemand, et par Greenpeace est clairement de montrer que, dans les conditions françaises, la sortie du nucléaire et des fossiles est possible techniquement et économiquement. C'est ainsi que plusieurs variantes du scénario de référence dont nous venons de voir qu'il sous-estime gravement les coûts, ont été étudiées. En particulier, un scénario à 40% d'électricité renouvelable 10% de thermique à flamme et 50% de nucléaire est analysé.

Dans ce cas, selon l'ADEME, le stockage inter-saisonnier n'est plus indispensable et le stockage de courte durée, est limité à une puissance de 2,2 GW alors qu'il atteint 12,2 dans le scénario de référence. Le stockage n'est alors pas discriminant entre le scénario ADEME et celui qui tient compte de notre réévaluation. Par contre, pour l'ADEME, le coût du nucléaire est de 80 €/MWh, alors que nous retenons l'estimation de la Cour des Comptes de 60€/MWh. Nous sommes conscients que les déboires de la construction de l'EPR peuvent jeter un doute sur cette estimation. Mais nous pensons que les difficultés de l'EPR sont liées au caractère prototypique de ce réacteur et à la perte de compétence de notre industrie nucléaire. Les constructeurs russes, chinois et coréens ne connaissent pas ces problèmes.

Le scénario ADEME 40% renouvelable conduit à un coût du MWh de 71 €/MWh, alors que nous l'estimons à 64 €/MWh. Cette valeur doit être comparée à la fourchette de valeurs que nous avons donné pour le scénario 100 % renouvelable, soit entre 93 et 111 €/MWh.

### **Conclusion :**

Au total, il est patent que l'ADEME a fait preuve d'un optimisme déraisonnable à tous les niveaux de l'étude.

Elle suppose des baisses de consommation électrique qui sont irréalistes et incompatibles avec la volonté de réduire fortement l'appel aux énergies fossiles en particulier dans l'habitat et le tertiaire et les transports. Ces baisses impliquent aussi des contraintes fortes sur les circuits de distributions, dont les modifications ne sont pas prises en compte dans le chiffrage. Les coûts de production sont estimés sur la base d'une évolution à la baisse qui s'est produite pendant les récentes années, mais qui bien sûr va saturer très vite à cause de la distribution diffuse des lieux de production qui interdira de bénéficier de facteurs d'échelle faisant baisser les prix et qui impliquera une modification profonde des réseaux locaux de collection et de distribution non chiffrée dans l'étude.

Les échanges avec l'étranger nécessités par la gestion de l'intermittence seraient, contrairement à ce qui est supposé, très onéreux à cause de la non-complémentarité des situations des pays limitrophes. L'intensification de ces échanges demeure pour l'instant très hypocrite, car, en l'absence d'indication objective de la décarbonation de leur production d'électricité, nos voisins continueront longtemps l'utilisation de productions thermiques polluantes et émettrices de gaz à effet de serre.

Quant aux besoins de stockage-déstockage, ils sont très importants et dépendent très fortement de la consommation finale. Les coûts des stockages courts sont évalués sur la base d'une baisse des coûts des équipements idéalisée, voire irréaliste. Le supposé développement des STEP relève aussi d'une évolution idéalisée : où va-t-on construire ces grands barrages ? Enfin, le stockage saisonnier, qui implique la perte de plusieurs dizaines de TWh, implique le développement massif d'une filière « power to gas », dont les coûts grèveraient fortement le bilan financier global.

La comparaison entre les scénarios à 100% et 40% d'électricité renouvelables montre un fort renchérissement dû à l'abandon du nucléaire, le coût du MWh dans la version à 40 % d'ENR étant compris entre 64 et 71 €/MWh et celui de la version à 100% d'ENR entre 93 et 111 €/MWh. En 2050, le maintien d'une part importante d'électricité nucléaire représente donc un gain d'au moins 30 % sur le prix de l'électricité et une garantie de sécurité d'approvisionnement essentielle au maintien du service public de l'électricité.